

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME MATEUS FRANKE

**ESTUDO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS  
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre  
2017

GUILHERME MATEUS FRANKE

**ESTUDO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS  
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2017

GUILHERME MATEUS FRANKE

**ESTUDO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS  
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Aprovado em: \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos (UFRGS)

\_\_\_\_\_

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin (UFRGS)

\_\_\_\_\_

Eng. Roger Alves de Oliveira (PPGEE UFRGS)

\_\_\_\_\_

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos professores da Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelos ensinamentos, em especial ao Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne pela orientação durante o desenvolvimento deste projeto de diplomação.

Agradeço aos colegas de graduação pelo apoio e companheirismo durante os momentos de estudo.

Agradeço ao CNPQ pela oportunidade de intercâmbio.

Agradeço aos membros da banca avaliadora por aceitarem o convite.

## RESUMO

O interesse na geração distribuída (GD) tem aumentado nos últimos anos, pois além de diversificar a matriz energética, permite a diminuição das perdas elétricas no transporte e o aumento da inserção da energia proveniente de fontes renováveis. A minigeração distribuída caracteriza-se pela instalação de geradores de pequeno porte, com potência de 75 kW até 3 MW para fontes hídricas e até 5 MW para as demais fontes renováveis. Destacam-se as fontes fotovoltaicas, eólicas e as minicentrals hidrelétricas. A proposta deste trabalho é a análise dos afundamentos de tensão em um sistema de distribuição com a inserção da minigeração distribuída. Foram simuladas faltas trifásicas à terra (FFFT), faltas fase-fase-terra (FFT), faltas fase-fase (FF) e faltas fase-terra (FT) em um sistema de distribuição do IEEE de 33 barras. O modelo de gerador síncrono foi utilizado para modelar a GD e as faltas foram simuladas em um software de simulação no domínio tempo chamado ATP. As simulações consistem em aplicar faltas em todas as barras do sistema e extrair os níveis de tensão durante o afundamento de tensão na barra onde a minigeração distribuída foi adicionada. Os resultados da simulação são apresentados através de curvas, comparando o impacto da inserção de um gerador de 500 kVA, 1,5 MVA e 2,5 MVA com a situação sem a inserção de GD. A partir dos resultados observa-se que a inserção da GD pode melhorar os níveis de tensão nas barras e reduzir a estimativa do número de afundamentos de acordo com a potência nominal de cada unidade, limitando-se aos locais onde o gerador foi inserido e suas proximidades.

**Palavras-chave:** Afundamentos de tensão. Minigeração distribuída. Qualidade da energia elétrica.

## **ABSTRACT**

The interest in distributed generation (DG) has increased, since it brings the possibility of diversification of energy sources, allows the reduction of electrical losses and increase the insertion of renewable energy. The distributed mini generation is characterized by the installation of small generators, with total power of up to 3 MW for hydropower and up to 5 MW for other renewable sources. Among these sources are photovoltaic, wind and small hydropower. The proposal of this work is the analysis of the voltage sags in a distribution system with the insertion of the mini distributed generation. Three-phase ground faults (FFFG), phase-phase to ground (FFG) faults, phase-to-phase faults (FF) and phase-to-ground faults (FG) were simulated in a 33-bus IEEE distribution system. The synchronous generator model was used to model the DG and the faults were simulated in a time domain simulation software called ATP. The simulations consist of applying faults to all the system bars and extracting the voltage during the voltage sag in the bus where the DG was added. The simulation results are presented through curves, comparing the insertion of a 500 kVA, 1.5 MVA and 2.5 MVA generator with the situation without the DG. From the results, it can be observed that the insertion of the DG can improve the voltage levels in the buses and reduce the number of voltage sags according to the nominal power of each generator, being limited to the places where the generator was inserted and its surroundings.

**Keywords: Voltage sags. Distributed mini generation. Power quality.**

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Características dos Afundamentos de Tensão. ....	15
Figura 2 - Afundamentos de tensão nos pontos $O_1$ , $O_2$ , $O_3$ . ....	18
Figura 3 - Circuitos Equivalentes para componente de sequência zero para Transformadores de Núcleo Envolvente. ....	19
Figura 4 - Representação dos componentes simétricos. ....	27
Figura 5 - Falta FFF e FFFT. ....	28
Figura 6 - Falta FT. ....	29
Figura 7 - Circuito Equivalente para falta FT. ....	30
Figura 8 - Falta FF. ....	31
Figura 9 - Circuito Equivalente para falta FF. ....	31
Figura 10 - Falta FFFT. ....	32
Figura 11 - Circuito Equivalente para falta FFFT. ....	32
Figura 12 - Fluxograma do Método proposto. ....	37
Figura 13 - Circuito equivalente do gerador síncrono. ....	38
Figura 14 - Diagrama fasorial simplificado com a resistência de armadura ignorada. ....	39
Figura 15 - Topologia IEEE 33 barras. ....	43
Figura 16 - Sistema com a inserção da GD na barra 29. ....	48
Figura 17 - Falta FFFT nas barras 2 a 6 e 26 a 28. ....	49
Figura 18 - Falta FT nas barras 2 a 6 e 26 a 28. ....	49
Figura 19 - Falta FFFT nas barras 7 a 18. ....	50
Figura 20 - Falta FT nas barras 7 a 18. ....	50
Figura 21 - Número de Afundamentos em um ano. ....	52
Figura 22 - Sistema com inserção da GD na barra 18. ....	53
Figura 23 - Falta FFFT nas barras 2 a 18. ....	54
Figura 24 - Falta FT nas barras 2 a 18. ....	54
Figura 25 - Falta FFFT nas barras 26 a 33. ....	55
Figura 26 - Falta FT nas barras 26 a 33. ....	56
Figura 27 - Número de Afundamentos em um ano. ....	57
Figura 28 - Falta FFFT. ....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Classificação das variações de tensão de curta duração.....	16
Tabela 2 - Probabilidade de ocorrência dos diferentes tipos de curtos-circuitos. ....	18
Tabela 3 - Classificação dos Afundamentos. ....	21
Continuação da Tabela 3 - Classificação dos Afundamentos.....	22
Tabela 4 - Transformação do tipo de afundamento para o lado de baixa tensão. ....	22
Tabela 5 - Relação de Cargas e comprimento da linha. ....	43
Continuação da Tabela 5 - Relação de Cargas e comprimento da linha. ....	44
Tabela 6 - Características do transformador.....	44
Tabela 7 - Etapas propostas para simulações. ....	45
Tabela 8 - Valores típicos de reatâncias de máquinas síncronas. ....	45
Tabela 9 - Especificações dos geradores Modelados. ....	46
Tabela 10 - Taxa de faltas das linhas de acordo com nível de tensão. ....	46
Tabela 11 - Porcentagem de ocorrência de curto-circuito por tipo de falta ....	46
Tabela 12 - Configuração para simulação no ATP.....	47
Tabela 13 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 29.....	51
Tabela 14 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 18.....	56
Continuação da Tabela 14 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 18.....	57
Tabela 15 – Número de Faltas nas Linhas.....	63
Tabela 16 - Magnitude dos Afundamentos na barra 29 para falta FFFT. ....	64
Tabela 17 - Magnitude dos Afundamentos na barra 18 para falta FFFT. ....	65



## LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FF	Falta Fase-Fase
FFF	Falta Trifásica
FFFT	Falta Trifásica à Terra
FFT	Falta Fase-Fase-Terra
FT	Falta Fase-Terra
GD	Geração Distribuída
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
$\Delta$	Conexão Delta
Y	Conexão estrela
$Y_{aterrada}$	Conexão estrela aterrada

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1 MOTIVAÇÃO.....	12
1.2 OBJETIVOS .....	13
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	13
<b>2 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....</b>	<b>15</b>
2.1 DEFINIÇÃO.....	15
2.2 ORIGEM DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	16
2.3 VARIÁVEIS DE INFLUÊNCIA .....	17
<b>2.3.1 Localização da Falta.....</b>	<b>17</b>
<b>2.3.2 Tipo de Falta .....</b>	<b>18</b>
<b>2.3.3 Conexão dos Transformadores .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.4 Tensões Pré-Falta .....</b>	<b>20</b>
2.4 CLASSIFICAÇÃO.....	20
2.5 IMPACTO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	22
2.6 SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	23
<b>2.6.1 Simulação no domínio tempo .....</b>	<b>24</b>
<b>2.6.2 Simulação no domínio frequência .....</b>	<b>24</b>
2.7 CÁLCULO DE FREQUÊNCIA DE AFUNDAMENTOS .....	24
2.8 CÁLCULO DA MAGNITUDE EM AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	26
2.8.1 Método Analítico .....	26
<b>2.8.1.1 Falta Trifásica.....</b>	<b>27</b>
<b>2.8.1.2 Falta Fase-Terra (FT) .....</b>	<b>29</b>
<b>2.8.1.3 Falta Fase-Fase (FF).....</b>	<b>30</b>
<b>2.8.1.4 Falta Fase-Fase-terra (FFT) .....</b>	<b>32</b>
2.8.2 Método Matricial .....	33
<b>2.8.2.1 Falta Trifásica.....</b>	<b>33</b>
<b>2.8.2.2 Falta Fase-Terra (FT) .....</b>	<b>34</b>
<b>2.8.2.3 Falta Fase-Fase (FF).....</b>	<b>34</b>
<b>2.8.2.4 Falta Fase-Fase-Terra (FFT) .....</b>	<b>35</b>
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>36</b>
3.1 METODOLOGIA IMPLEMENTADA.....	36
3.2 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	37
3.3 TRANSFORMADORES.....	39
3.3 CARGAS .....	40

3.4 SIMULAÇÃO DAS FALTAS .....	41
3.5 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS .....	41
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>43</b>
4.1 SISTEMA UTILIZADO.....	43
4.2 SIMULAÇÕES REALIZADAS .....	45
4.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	45
4.4 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS .....	46
4.5 SIMULAÇÃO DAS FALTAS E CONFIGURAÇÕES DE SIMULAÇÃO .....	47
<b>5 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>48</b>
5.1 INSERÇÃO DA GD NA BARRA 29 .....	48
5.2 INSERÇÃO DA GD NA BARRA 18 .....	53
5.3 ANÁLISE MATEMÁTICA .....	58
<b>6 CONCLUSÕES.....</b>	<b>60</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>61</b>
<b>APÊNDICE A DADOS DAS FALTAS.....</b>	<b>63</b>
<b>APÊNDICE B TENSÕES EM P.U. DURANTE AFUNDAMENTO COM GD NA BARRA 29.....</b>	<b>64</b>
<b>APÊNDICE C TENSÕES EM P.U. DURANTE AFUNDAMENTO COM GD NA BARRA 18.....</b>	<b>65</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 MOTIVAÇÃO

A necessidade de uma maior oferta de energia elétrica aliada com as crescentes facilidades de ingresso de novos tipos de geração de energia elétrica ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) e com uma maior conscientização com os impactos ambientais produzidos por alguns tipos de geração tornaram a entrada de pequenas unidades geradoras no SEP mais frequente. Outro fator que torna as unidades geradoras de pequena escala mais atraentes são algumas limitações de grandes centrais geradoras, como altos investimentos e o longo tempo de execução da obra (BOLLEN, et al., 2011).

A GD é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos ao centro de consumo de energia. Como benefícios da GD pode-se citar o baixo impacto ambiental, a melhoria no nível de tensão no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética, porém há algumas desvantagens como o aumento da complexidade da rede. Esta mudança de grandes centrais geradoras conectadas à alta tensão para pequenas unidades geradoras conectadas no sistema de distribuição impacta na operação dos sistemas de transmissão e subtransmissão (BOLLEN, et al., 2011).

Outra preocupação para as distribuidoras de energia elétrica é o impacto da inserção da GD sobre a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Há diferentes perspectivas e pontos de vistas sobre sua inserção. Os contrários argumentam que a GD insere energia de má qualidade na rede elétrica e é vista como não confiável, enquanto os defensores acreditam que a GD é muito pequena comparada com a rede, sendo esta muito grande para ser afetada pela inserção de pequenos geradores. Estes ainda acreditam que haveria um aumento na confiabilidade do SEP, promovendo uma melhora na qualidade da energia elétrica (DUGAN, et al., 2003).

A utilização de fontes alternativas de energia bem como a inserção de fontes geradoras no nível da distribuição são variáveis adicionais que tem impacto nos afundamentos de tensão e alteram o panorama encontrado (CAMACHO, et al., 2013).

O estudo de afundamentos de tensão é um dos assuntos mais relevantes quando cargas sensíveis estão conectadas à rede elétrica. Tais cargas podem aparecer em processos industriais que necessitem de funcionamento contínuo, cujas interrupções causam grandes prejuízos de

produção, refletindo em maiores custos relacionados à operação e à manutenção dos processos (DUGAN, et al., 2003).

Sendo assim, é de vital importância o conhecimento do impacto que pequenos geradores elétricos têm sobre o sistema de distribuição, sobretudo com relação aos afundamentos de tensão. A motivação do estudo, portanto, se dá pela relevância do tema, uma vez que a geração distribuída está cada vez mais frequente e os afundamentos de tensão são um dos principais distúrbios da QEE, que atingem consumidores industriais e residenciais podendo provocar grandes prejuízos econômicos a estes.

## 1.2 OBJETIVOS

Analisar o impacto sobre afundamentos de tensão em um sistema de distribuição com a inserção da minigeração. A inserção de geradores no sistema de distribuição pode provocar uma melhora nos níveis de tensão durante o afundamento na barra onde o gerador foi instalado e em barramentos vizinhos. Dessa forma, deseja-se quantificar a influência de geradores de diferentes especificações conectados a um sistema de distribuição exposto a curtos-circuitos. É de interesse verificar qual a influência da GD na severidade dos afundamentos provenientes de diferentes tipos de faltas, bem como verificar qual é a influência da GD sobre os barramentos e ramos vizinhos do sistema de distribuição e, dessa forma, mostrar se a utilização da minigeração distribuída melhora ou não o desempenho de barras sensíveis a afundamentos de tensão.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é composto de seis capítulos organizados da seguinte maneira:

Neste primeiro capítulo é apresentada a motivação do trabalho, os objetivos e sua estrutura.

O segundo capítulo aborda os principais conceitos acerca dos afundamentos de tensão. Este distúrbio da QEE é caracterizado, abordando as principais causas e parâmetros de análise dos afundamentos. Também são apresentados métodos de cálculos da magnitude da tensão durante afundamentos para diferentes tipos de faltas.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia proposta para este trabalho. Define-se o programa computacional utilizado para as simulações e as sequências de etapas de simulação. Também são apresentados a modelagem da geração distribuída utilizada, assim como das cargas e transformadores do sistema.

O quarto capítulo apresenta o sistema de distribuição proposto para a simulação, com as informações das linhas e cargas. Também é apresentado os valores e especificações dos geradores inseridos no sistema, assim como todas as simulações propostas.

O quinto capítulo apresenta os principais resultados das simulações executadas, assim como a análise destes dados. Os níveis de tensão durante os afundamentos e uma estimativa do número de afundamentos por ano são apresentados para cada gerador inserido ao sistema.

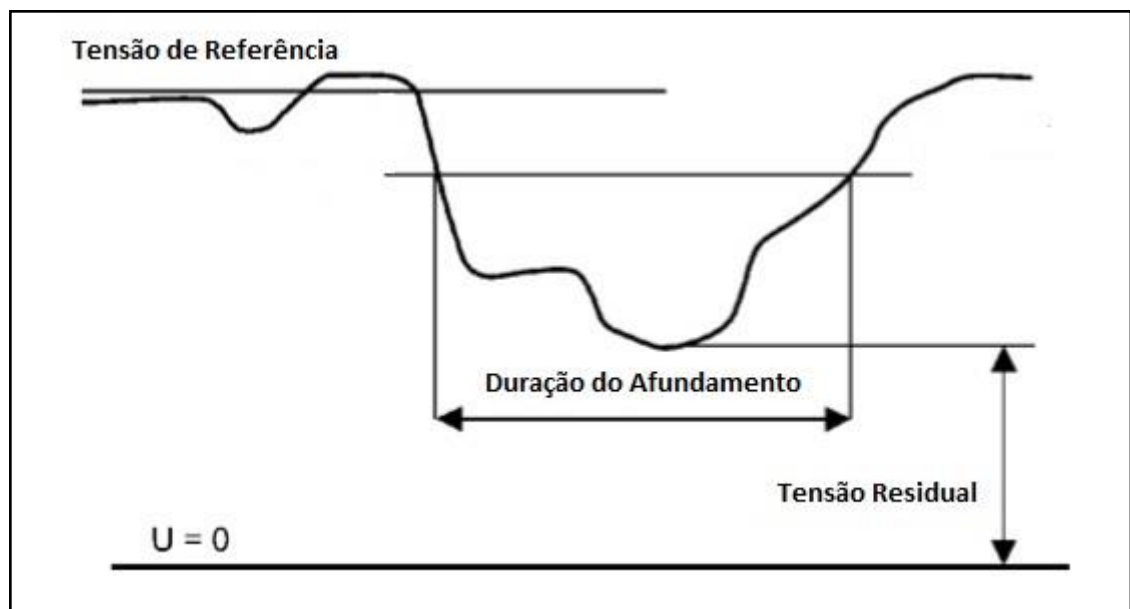
O sexto capítulo é responsável por expor as conclusões do projeto desenvolvido.

## 2 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

### 2.1 DEFINIÇÃO

Um afundamento de tensão é uma súbita redução da tensão em um ponto específico do SEP seguido pela recuperação dos níveis de tensão adequados após um pequeno intervalo. Os afundamentos de tensão podem ser classificados como um distúrbio bidimensional, sendo caracterizado pelo nível de tensão durante o afundamento e a duração de tal fenômeno, como pode ser visto na Figura 1 (BAGGINI, 2008).

Figura 1 - Características dos Afundamentos de Tensão.



Fonte: Adaptado de BAGGINI (2008).

A duração do afundamento de tensão é o tempo entre o instante em que a tensão em um ponto específico de um sistema elétrico permanece abaixo do limiar inicial da tensão de referência e o instante em que o nível de tensão retorna aos níveis adequados. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regular e definir os padrões de QEE e da prestação de serviços no Brasil. O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) aborda os problemas que afetam a QEE, incluindo as variações de tensão de curta duração. Essas são definidas como desvios significativos no valor eficaz de tensão em curtos intervalos de tempo e são classificadas de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1- Classificação das variações de tensão de curta duração.

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação [s]</b>	<b>Amplitude da tensão [p.u.]</b>
Variação	Interrupção Momentânea de Tensão	$t \leq 3$	$V < 0,1$
Momentânea de Tensão	Afundamento Momentâneo de Tensão	$0,0167 \leq t < 3$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Elevação Momentânea de Tensão	$0,0167 \leq t < 3$	$V > 1,1$
Variação	Interrupção Temporária de Tensão	$3 < t < 180$	$V < 0,1$
Temporária de Tensão	Afundamento Temporário de Tensão	$3 < t < 180$	$0,1 \leq V < 0,9$
	Elevação Temporária de Tensão	$3 < t < 180$	$V > 1,1$

Fonte: Módulo 8 do PRODIST.

A partir da Tabela 1 é possível observar que, segundo a ANEEL, os afundamentos momentâneos de tensão são variações na tensão eficaz com tensões entre 0,1 e 0,9 p.u. e com duração igual ou superior a 1 ciclo e inferior a 3 segundos. Há uma diferença nos limites de magnitude e duração das variações de tensão que definem os afundamentos, conforme a literatura. Os padrões da IEC (International Electrotechnical Commission), por meio da norma IEC 61000-2-1(1990), definem um afundamento como a queda do valor eficaz de tensão para valores entre 0,01 e 0,9 p.u., com duração sendo igual ou superior a 0,5 ciclos até alguns segundos, enquanto que o IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), através da norma IEEE 1159 (2009) define como um decréscimo entre 0,1 e 0,9 p.u. com duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto.

## 2.2 ORIGEM DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

A principal causa dos afundamentos de tensão são os curtos-circuitos na rede. Os curtos-circuitos causam uma alta corrente que produz grandes quedas de tensão nas impedâncias do sistema. As faltas podem ocorrer entre fases, entre fase e neutro e entre fases e terra, sendo que uma ou mais fases podem estar envolvidas (BAGGINI, 2008).

Ao estar submetido a uma falta, o sistema de proteção da rede irá atuar para eliminá-la. O tempo de atuação do sistema de proteção define o tempo de duração do afundamento, pois uma vez que tenha atuado há a recuperação dos níveis de tensão para os valores prévios ao afundamento, exceto para os pontos desconectados (DUGAN, et al., 2003).

A partida de motores conectados à rede, o chaveamento de grandes cargas e flutuações de grande magnitude de potência reativa também causam afundamentos de tensão. Os gerados



por partida de motores podem ser controlados através de métodos de partida indiretos, dessa forma, as magnitudes dos afundamentos não são tão severas quanto aos causados por curtos-circuitos (KEMPNER, 2012).

As faltas no sistema elétrico são a principal causa do afundamento de tensão devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão e distribuição, sujeitas a toda sorte de fenômenos naturais. As faltas em linhas aéreas ocorrem principalmente devido as descargas atmosféricas, mas também são causas de ocorrência as queimadas em plantações, vendavais, contatos por animais e aves, falha humana, etc. (LEBORGNE, 2003).

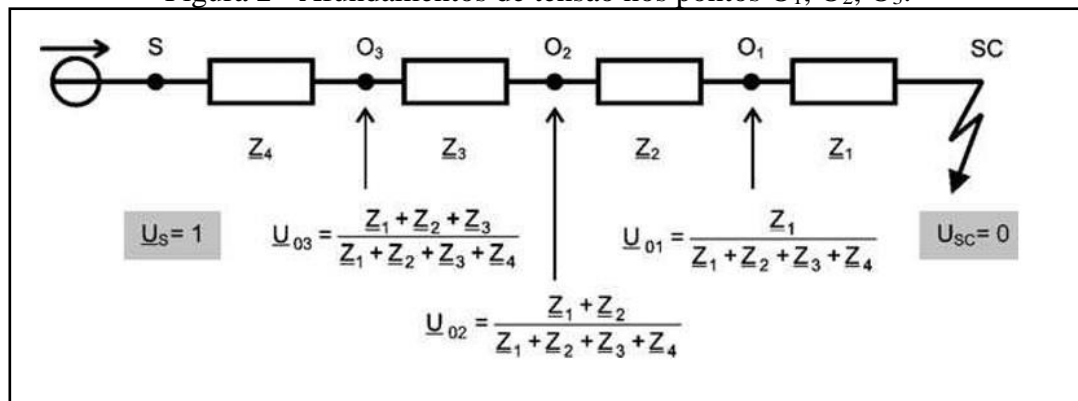
## 2.3 VARIÁVEIS DE INFLUÊNCIA

Há vários fatores que influenciam as características dos afundamentos de tensão. Nesta seção são abordados os principais.

### 2.3.1 Localização da Falta

A localização da falta é um fator importante, pois a magnitude do afundamento de tensão é dependente da distância elétrica entre o barramento analisado e o ponto de curto-circuito. A Figura 2 mostra a representação de um sistema onde um curto-circuito atua. É possível perceber que a impedância entre o ponto de observação e a falta é determinante na magnitude do afundamento de tensão. Pode-se generalizar e afirmar que quanto mais próximo o ponto observado estiver da falta maior será o impacto do afundamento. Enquanto que quanto mais perto da unidade geradora menor será a redução nos níveis de tensão.

Uma falta no sistema de transmissão geralmente resulta em um afundamento de tensão observado sobre uma grande área, algumas vezes até centenas de quilômetros distante da falta. Uma falta no sistema de distribuição tem uma área de influência muito menor, sendo que o impacto do distúrbio geralmente afeta somente os circuitos vizinhos (BAGGINI, 2008).

Figura 2 - Afundamentos de tensão nos pontos O<sub>1</sub>, O<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>.

Fonte: BAGGINI (2008).

Os sistemas de distribuição são os mais concentrados geograficamente e possuem geralmente configuração radial, sendo que, curtos-circuitos nos ramais de uma subestação de distribuição causam impacto apenas nos consumidores alimentados pelos ramais adjacentes e dificilmente provocarão afundamentos de tensão no sistema de transmissão (LEBORGNE, 2003).

### 2.3.2 Tipo de Falta

As faltas podem ser do tipo trifásico (FFF), faltas FFFT, faltas FF, faltas FFT e faltas FT.

O tipo mais comum de afundamentos são os causados por faltas monofásicas ou bifásicas. Tais tipos de faltas geram afundamentos desequilibrados e assimétricos, porém menos severos. Algumas das causas mais comuns para esses tipos de faltas são as descargas atmosféricas, o contato de animais ou o de galhos de árvores com a rede. As faltas trifásicas geram afundamentos de tensão simétricos e severos, porém não são muito frequentes (ROSS, 2006). A grande maioria das faltas que ocorrem no sistema elétrico são as do tipo FT, tal como mostra a Tabela 2.

Tabela 2 - Probabilidade de ocorrência dos diferentes tipos de curtos-circuitos.

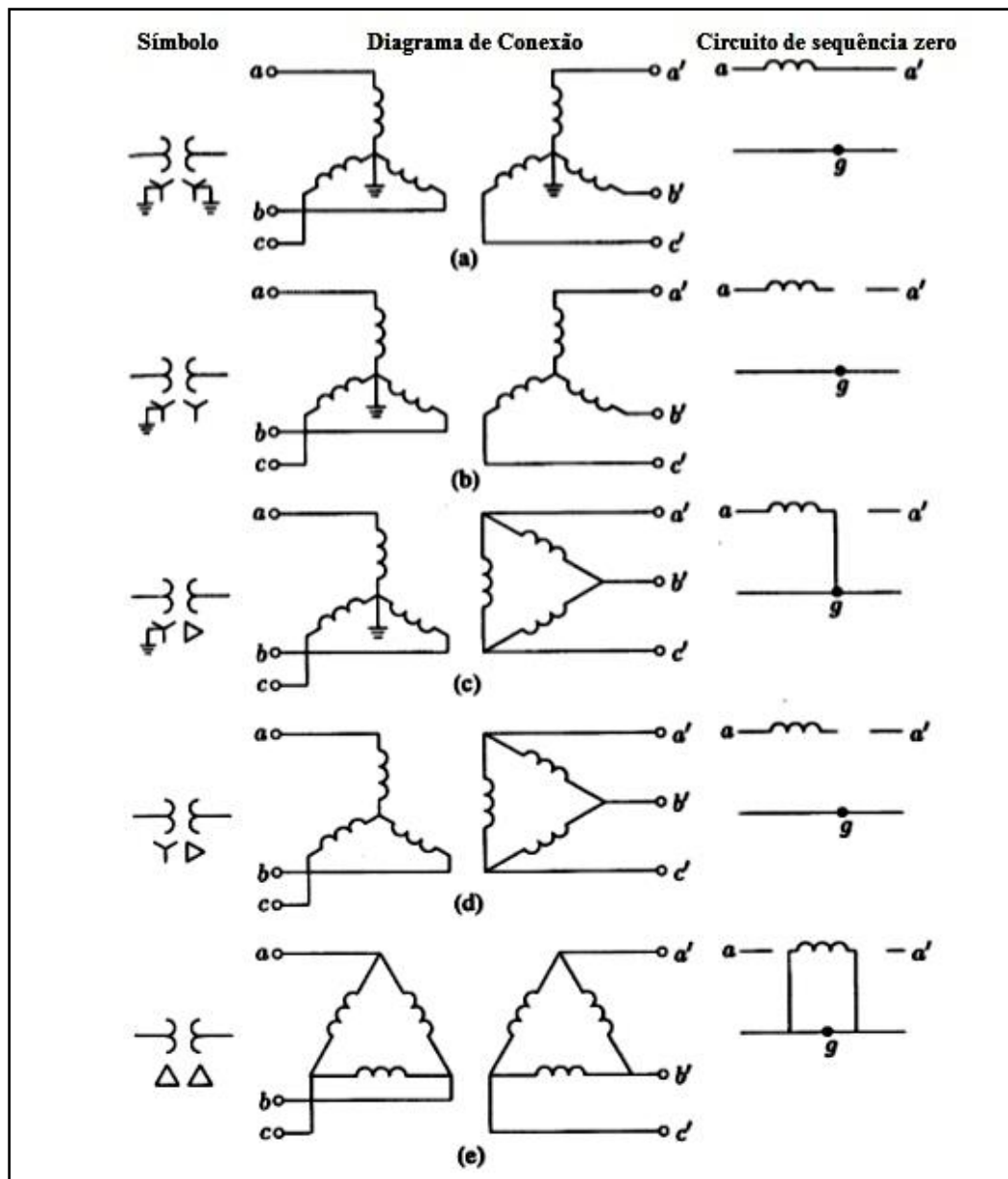
Tipo de Falta	FFF	FF	FFFT	FFT	FT
Probabilidade	2%	3%	3%	17%	75%

Fonte: RAMOS (2009).

### 2.3.3 Conexão dos Transformadores

O tipo de conexão dos transformadores conectados à rede também afeta os afundamentos de tensão, pois dependendo da configuração pode haver defasagem angular entre as tensões e a propagação ou não da componente de sequência zero. A Figura 3 apresenta os circuitos equivalentes de sequência zero para diferentes tipos de ligações dos transformadores.

Figura 3 - Circuitos Equivalentes para componente de sequência zero para Transformadores de Núcleo Envolvente.



Fonte: SAADAT (1999).

A partir da Figura 3 é possível perceber que no caso de um transformador  $Y_{\text{aterrado}}-Y_{\text{aterrado}}$  há um caminho para o fluxo da componente de sequência zero em ambos os lados do transformador. Na situação  $Y_{\text{aterrado}}-\Delta$  há também a circulação de componentes de sequência zero, porém somente no lado primário do transformador.

No caso  $Y_{\text{aterrado}}-Y$  o secundário tem seu neutro isolado, de forma que a componente de sequência zero será nula. Consequentemente a corrente de sequência zero também será nula no primário deste transformador. Para a situação  $\Delta-\Delta$  ocorre a circulação de correntes de sequência zero, porém somente dentro do delta. Dessa forma, nenhuma corrente de sequência zero pode deixar os terminais deste transformador.

A defasagem angular das tensões ocorre nas ligações  $Y-\Delta$  e  $\Delta-Y$ . Para esses casos a componente de sequência positiva da tensão no lado de alta tensão está  $+30^\circ$  defasada da tensão no lado de baixa tensão. Para a componente de sequência negativa a defasagem angular é de  $-30^\circ$  (SAADAT, 1999).

### 2.3.4 Tensões Pré-Falta

As tensões de operação são definidas pela ANEEL, sendo que os limites normalizados estão dentro do intervalo de 0,95 e 1,05 p.u. Um método simples é considerar as tensões pré-falta iguais a 1 p.u., porém devido as cargas conectadas no sistema esta escolha pode levar a erros no cálculo dos afundamentos de tensão.

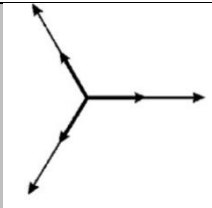
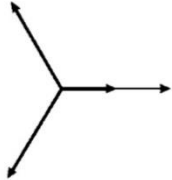
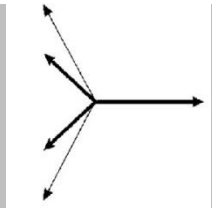
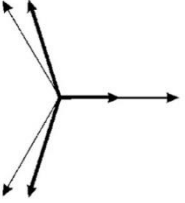
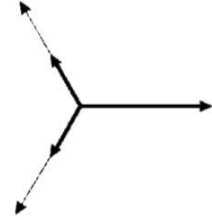
Uma forma de obter resultados mais fiéis é calcular o fluxo de potência do sistema elétrico e obter as tensões pré-falta em cada barramento. Esse cálculo pode ser implementado por programas computacionais que simulam o fluxo de potência por iterações matemáticas.

## 2.4 CLASSIFICAÇÃO

O método proposto por (BOLLEN, 2000) consiste em classificar os afundamentos de tensão em sete tipos, classificados com os índices “A” a “G” conforme pode ser visto na Tabela 3. O método foi desenvolvido para descrever os diferentes tipos de afundamentos de tensão que podem ocorrer nos terminais dos consumidores para diferentes tipos de faltas e configurações. Como os equipamentos geralmente estão conectados em uma tensão menor que o nível de tensão em que a falta ocorre, a tensão nos terminais dos equipamentos está sob a influência da tensão no barramento e também do tipo de conexão do transformador.

As faltas do tipo A descrevem as faltas trifásicas, enquanto que os tipos B classificam as faltas monofásicas. Os tipos C e D referem-se a faltas bifásicas, enquanto que os tipos E, F e G classificam faltas FFT. Essa classificação pode ser usada para descrever a performance esperada para um determinado consumidor para diferentes tipos de falta na rede elétrica (BAGGINI, 2008).

Tabela 3 - Classificação dos Afundamentos.

Tipo	Diagrama Fasorial (linhas em negrito, durante o afundamento)	Tipo de Falta	Tensão em cada Fase
A		Trifásica	$U_a = hU$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$
B		Monofásica	$U_a = hU$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{\sqrt{3}}{2}U$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{\sqrt{3}}{2}U$
C		Bifásica	$U_a = U$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$
D		Bifásica	$U_a = hU$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{\sqrt{3}}{2}U$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{\sqrt{3}}{2}U$
E		Bifásica à terra	$U_a = U$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$

Continuação da Tabela 3 - Classificação dos Afundamentos.

<b>F</b>		<b>Bifásica à terra</b>	$U_a = hU$ $U_b = -\frac{1}{2}hU - j\frac{(2+h)}{\sqrt{12}}U$ $U_c = -\frac{1}{2}hU + j\frac{(2+h)}{\sqrt{12}}U$
<b>G</b>		<b>Bifásica à terra</b>	$U_a = \frac{1}{3}(2+h)U$ $U_b = -\frac{(2+h)}{6}U - j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$ $U_c = -\frac{1}{6}(2+h)U + j\frac{\sqrt{3}}{2}hU$

Fonte: Adaptado de BAGGINI (2008).

A Tabela 4 apresenta a influência da conexão do transformador sobre o tipo de afundamento no lado de baixa tensão. Pela Tabela 4 é possível verificar que a conexão  $Y_{aterrada}-Y_{aterrada}$  não afeta o tipo de afundamento no lado secundário do transformador. As outras configurações apresentam mudanças no tipo de afundamento no lado secundário.

Tabela 4 - Transformação do tipo de afundamento para o lado de baixa tensão.

Conexão do Transformador	Tipo de Afundamento no primário do transformador						
	A	B	C	D	E	F	G
$Y_{aterrado}-Y_{aterrado}$	A	B	C	D	E	F	G
Y-Y, $\Delta$ - $\Delta$	A	D	C	D	G	F	G
Y- $\Delta$ , $\Delta$ -Y	A	C	D	C	F	G	F

Fonte: BOLLEN (2000).

## 2.5 IMPACTO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Durante um afundamento de tensão alguns equipamentos podem não funcionar ou funcionar com performance limitada, uma vez que a queda de tensão faz com que a energia necessária para o normal funcionamento não seja suprida. Alguns equipamentos sensíveis possuem sistemas de proteção que desconectam o equipamento da rede elétrica caso a tensão caia abaixo de um determinado valor. Tal proteção pode ter um efeito de transformar um afundamento em uma interrupção, situação que pode levar a perdas econômicas significativas,

pois pode acarretar em perdas de produção, danos aos equipamentos, assim como perdas devido ao longo tempo necessário para reinício de determinados processos industriais.

Sistemas de controle para processos industriais são sensíveis a afundamentos, uma vez que o desligamento de alguns processos pode gerar perdas e até situações de risco, o que torna necessário sistemas de proteção contra afundamentos em processos industriais (BOLLEN, 1996). O componente mais sensível em tais sistemas de controle é o microprocessador, que é sensível a afundamentos de tensão, podendo gerar perdas e erros na transmissão de sinais. Por isso, tais equipamentos possuem detectores de falhas e perturbações externas com o objetivo de proteger os dados e evitar situações de risco que podem ser causadas pela perda da transmissão ou erro em comandos no processo de controle (BAGGINI, 2008).

Os afundamentos de tensão também afetam os inversores de frequência. Como a maioria das faltas é monofásica ou bifásica, a tensão nas três fases não é igual. Para retificadores controlados (uso de três diodos e três tiristores ou seis tiristores) há ainda os problemas relacionados com o acionamento dos tiristores, que é agravado com o fato de ocorrerem mudanças no ângulo da tensão durante alguns afundamentos (BOLLEN, 1996). Processos que envolvem controle de pressão, temperatura ou fluxo, por exemplo, não suportam a perda do preciso controle de velocidade e torque necessário. Em tais processos a performance limitada do inversor durante o afundamento não é tolerada, nem mesmo por curtos períodos de tempo (BAGGINI, 2008).

## 2.6 SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os métodos de simulação são uma escolha acessível para obter a caracterização de afundamentos de tensão, dessa forma evitando longos períodos de medição (FILHO, et al., 2008). Como a maioria dos afundamentos de tensão se deve a faltas no sistema de potência, é natural que para o cálculo da intensidade dos afundamentos se utilize programas de curto-circuito (LEBORGNE, 2003). As ferramentas computacionais utilizadas para se determinar os parâmetros e as estatísticas dos afundamentos de tensão podem ser agrupados em:

- Simulação no domínio tempo;
- Simulação no domínio frequência.

### **2.6.1 Simulação no domínio tempo**

A simulação da forma de onda é feita no domínio tempo a fim de se obter a oscilografia do afundamento de tensão. Normalmente é utilizado para simulação um programa para cálculo de transitórios eletromagnéticos. Com esta ferramenta pode-se analisar detalhadamente os efeitos dinâmicos de geradores e cargas durante a evolução no tempo da forma de onda de tensão (SILVA, 2004). Essa abordagem trata o afundamento como um transitório, sendo que as simulações no domínio tempo determinam o comportamento da forma de onda durante e após a eliminação da falta. As vantagens da simulação da forma de onda são a exatidão dos resultados e o completo fornecimento de informações relativas às características do distúrbio, ou seja, amplitude, duração e evolução do valor eficaz em função do tempo (RAMOS, 2009). Os programas de transientes eletromagnéticos realizam a simulação no domínio tempo calculando a forma de onda, fornecendo uma caracterização completa do distúrbio. Porém, exigem mais detalhes dos equipamentos de rede na modelagem do circuito (FILHO, et al., 2008).

### **2.6.2 Simulação no domínio frequência**

Como a maioria dos afundamentos é decorrente de faltas no sistema elétrico, o método de cálculo de curto-circuito é o mais indicado. Este método fornece a intensidade do afundamento de tensão nas barras de interesse, porém não possibilita a visualização da evolução do valor eficaz da tensão durante a falta. Logo, a duração do evento deve ser estimada com base no tipo e ajuste dos relés de proteção envolvidos (SILVA, 2004). Os programas que simulam os curtos-circuitos no domínio frequência são mais simples de serem aplicados, obtendo a magnitude dos afundamentos de tensão através da matriz de impedância. Porém, a duração do afundamento de tensão deve ser estimada usando os tempos típicos de eliminação de faltas (FILHO, et al., 2008).

## **2.7 CÁLCULO DE FREQUÊNCIA DE AFUNDAMENTOS**

Uma matriz de afundamentos de tensão relaciona a magnitude dos afundamentos de tensão com a posição das faltas. Ela tem sua dimensão  $[i \times j]$ , onde  $i$  é o local de falta simulado



e  $j$  é ponto monitorado. Um exemplo de matriz de afundamentos de tensão é representado pela expressão (1) (GOSWAMI, 2008).

$$V_{sag} = \begin{bmatrix} 0,51 & 0 & 0,68 & \dots & 0,92 \\ 0,85 & 0,36 & 0,98 & \dots & 0,83 \\ 0,99 & 0,98 & 0,99 & \dots & 0,68 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 0,78 & 0,33 & 0,51 & \dots & 0,74 \end{bmatrix} \quad (1)$$

A matriz de afundamentos de tensão pode ser usada para a predição do número de afundamentos, sendo um método alternativo a programas computacionais e geralmente mais simples. Se a taxa de faltas (expressa, por exemplo, em faltas/ano) para os diferentes componentes do sistema, como linhas de transmissão e transformadores, estiver disponível, é possível calcular o número de afundamentos de tensão esperado para cada ponto de monitoração (QUAIA, 2002).

Para avaliar-se o desempenho das barras, a matriz de afundamentos de tensão é transformada numa matriz binária. Nessa matriz os elementos são 0 (zero) quando a magnitude da tensão for superior a um limiar (tradicionalmente, adota-se 0,9 p.u.); e os elementos 1 (um) para as magnitudes de tensão menores que o limiar escolhido, ou seja, estes elementos representam a ocorrência de um afundamento (SILVA, 2014). A expressão (2) apresenta um exemplo de uma matriz de afundamentos de tensão transformada em uma matriz binária.

$$V_{sag\_b} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Para obter o número de afundamentos de tensão esperado é necessário conhecer a frequência de ocorrência das faltas simuladas. Essa informação pode ser organizada em um vetor coluna, chamado de  $[\lambda]$  como mostra (3).

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \vdots \\ \lambda_k \\ \vdots \\ \lambda_j \end{bmatrix} \quad (3)$$

Onde,

$\lambda_k$  é a frequência de ocorrência de faltas no ponto  $i$ .

Para determinar-se o desempenho da barra utiliza-se a expressão (4), ou seja, multiplica-se a matriz binária de afundamentos e o vetor ocorrência de faltas, resultando no vetor desempenho de cada barra [#Sags] (SILVA, 2014).

$$[\#Sags] = [V_{sag\_b}] \cdot [\lambda] \quad (4)$$

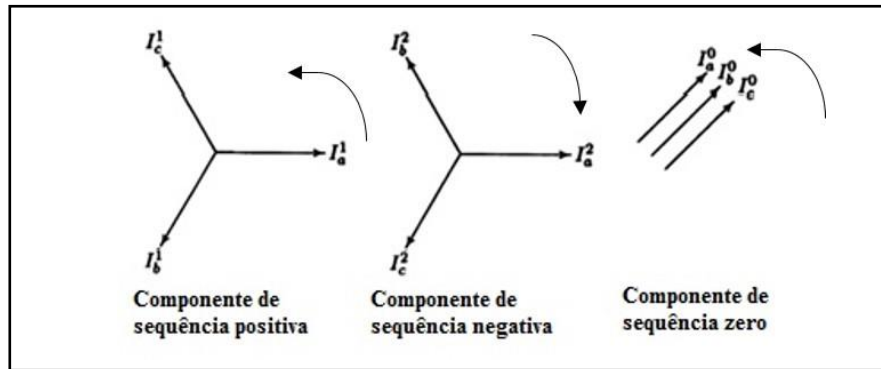
## 2.8 CÁLCULO DA MAGNITUDE EM AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

### 2.8.1 Método Analítico

O cálculo da magnitude dos afundamentos de tensão pode ser realizado representando o sistema trifásico pelas componentes de sequência positiva, negativa e zero de seus componentes (motores, geradores, transformadores, linhas de transmissão) e dessa forma construindo diagramas de sequência positiva, negativa e zero. Algumas suposições devem ser consideradas para a simplificação do cálculo, como a de que o sistema operava em situação equilibrada antes da ocorrência da falta, desconsidera-se a impedância de excitação dos transformadores e a resistência e reatância capacitiva das linhas de transmissão (GLOVER, et al., 2012).

O Teorema de Fortescue é usado para analisar as faltas desbalanceadas. As componentes simétricas permitem que correntes e tensões desequilibradas sejam substituídas por três componentes simétricas balanceadas. Este método considera como componente de sequência positiva a ordem das fases como abc. A ordem acb é designada como componente de sequência negativa e a componente de sequência zero apresenta fasores em fase, como pode ser visto na Figura 4 (SAADAT, 1999).

Figura 4 - Representação dos componentes simétricos.



Fonte: Adaptado de SAADAT (1999).

A Equação (5) apresenta como podem ser decompostos os componentes simétricos em função dos componentes de fase. O operador “a” é uma convenção utilizada para representar uma rotação de  $120^\circ$  no sentido horário, como pode ser observado na expressão (6) e os índices 0, 1 e 2 representam as componentes de seqüência zero, positiva e negativa, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (6)$$

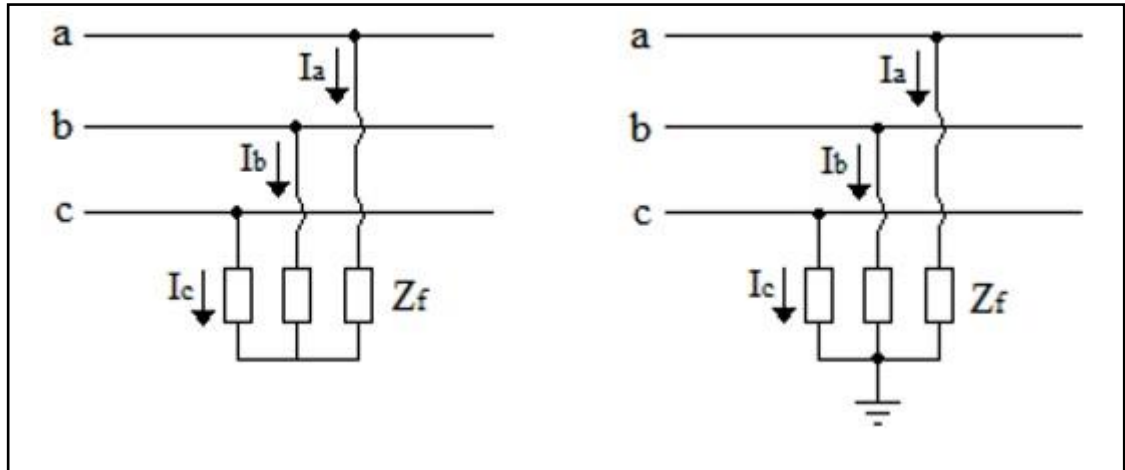
A Equação (7) possibilita a obtenção dos componentes de fase quando são conhecidos os componentes de seqüência. As Equações (5) e (7) foram expressas em função dos valores de corrente, mas também são válidas para os fasores da tensão.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

#### 2.8.1.1 Falta Trifásica

As faltas trifásicas, também conhecidas como simétricas, envolvem as três fases e podem ou não serem ligadas à terra. A análise desse tipo de falta considera apenas as seqüências de componente positiva dos elementos, devido a condição equilibrada desse tipo de falta. A Figura 5 ilustra os curtos-circuitos do tipo FFFT e FFF.

Figura 5 - Faltas FFF e FFFT.



Fonte: GLOVER (2012).

A expressão (8) apresenta as componentes de tensão zero, positiva e negativa na situação de uma falta trifásica (GLOVER, et al., 2012):

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Onde:

$V_0$ ,  $V_1$  e  $V_2$  são as tensões de componente zero, positiva e negativa, respectivamente.

$Z_0$ ,  $Z_1$  e  $Z_2$  são as impedâncias de componente zero, positiva e negativa, respectivamente.

$I_0$ ,  $I_1$  e  $I_2$  são as correntes de componente zero, positiva e negativa, respectivamente.

$V_F$  é a tensão pré-falta.

As componentes de sequência zero e negativa da corrente em uma falta trifásica são nulas ( $I_0 = I_2 = 0$ ) e as componentes positiva, negativa e zero da tensão também são nulas ( $V_0 = V_1 = V_2 = 0$ ). Isto implica nas relações expressas em (9).

$$\begin{cases} V_a = V_b = V_c \\ I_1 = I_F = \frac{V_F}{Z_1} \\ I_a + I_b + I_c = 0 \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

$V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  são as tensões de fase.

$I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  são as correntes de fase.

### 2.8.1.2 Falta Fase-Terra (FT)

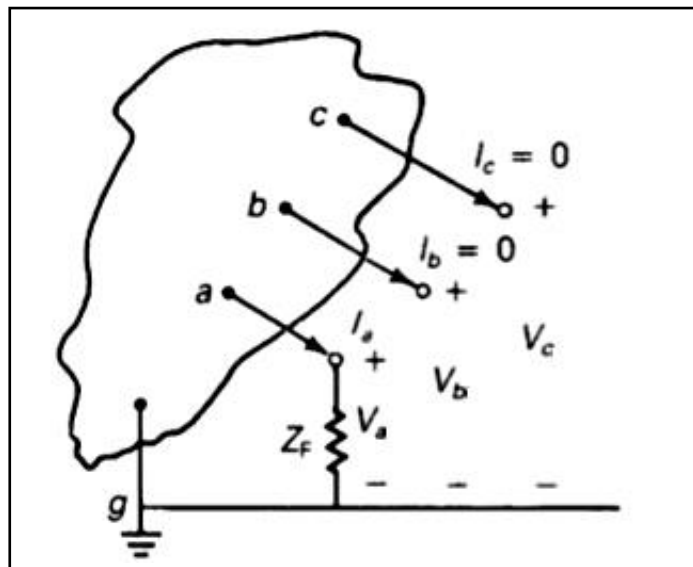
A Figura 6 representa a situação em que uma falta monofásica conectada à terra acontece na fase a. Este tipo de curto-circuito apresenta uma situação desequilibrada, necessitando o uso das componentes de sequência para sua análise. As condições observadas neste tipo de falta estão expressas em (10) (GLOVER, et al., 2012).

$$\begin{cases} V_a = Z_F \cdot I_a \\ I_b = I_c = 0 \end{cases} \quad (10)$$

Onde:

$Z_F$  é a impedância de falta.

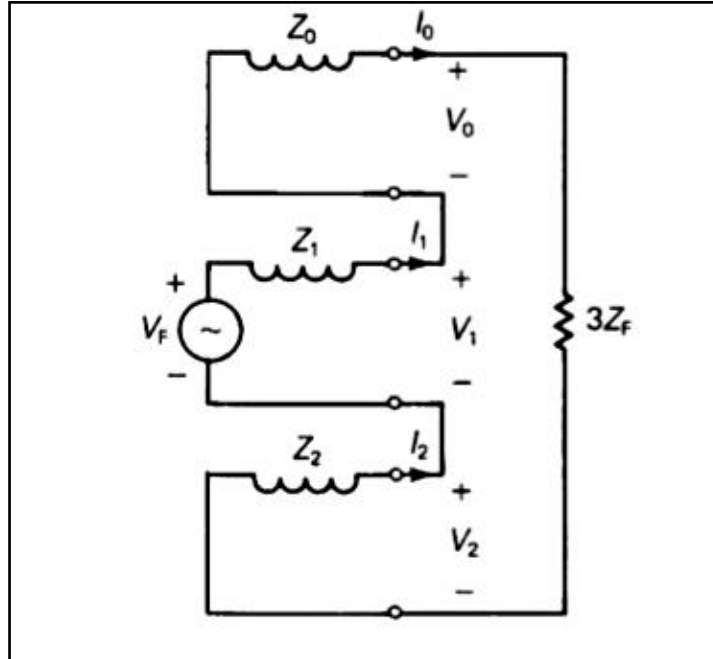
Figura 6 - Falta FT.



Fonte: GLOVER (2012).

A Figura 7 apresenta o circuito equivalente de uma falta FT, de onde é possível verificar as expressões (11) e (12). A partir de (12) é possível utilizar (7) para obter as tensões nas fases a, b e c durante uma falta fase-terra.

Figura 7 - Circuito Equivalente para falta FT.



Fonte: GLOVER (2012).

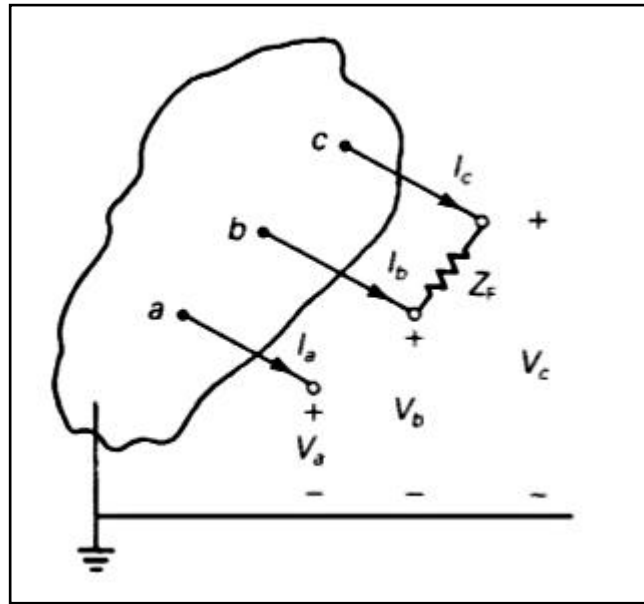
$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 3Z_F \cdot (I_0) \quad (12)$$

### 2.8.1.3 Falta Fase-Fase (FF)

A Figura 8 ilustra uma falta entre as fases b e c com uma impedância de falta  $Z_F$ . As condições para uma falta fase-fase estão expressas em (13). É possível perceber que a corrente na fase a é nula, enquanto que a corrente na fase b é de mesma intensidade que a corrente na fase c, porém com sentido oposto.

Figura 8 - Falta FF

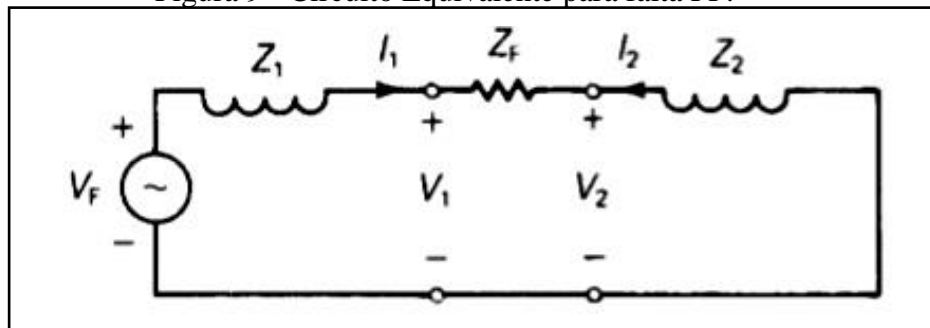


Fonte: GLOVER (2012).

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ I_c = -I_b \\ V_b - V_c = Z_F I_b \end{cases} \quad (13)$$

A Figura 9 apresenta o circuito equivalente na situação de uma falta fase-fase. Como esta falta não é conectada à terra, a corrente de sequência zero é nula. Este circuito permite a obtenção dos componentes de sequência positiva e negativa da corrente e tensão, que aplicadas em (7) fornecem as correntes e tensões em cada fase.

Figura 9 - Circuito Equivalente para falta FF.

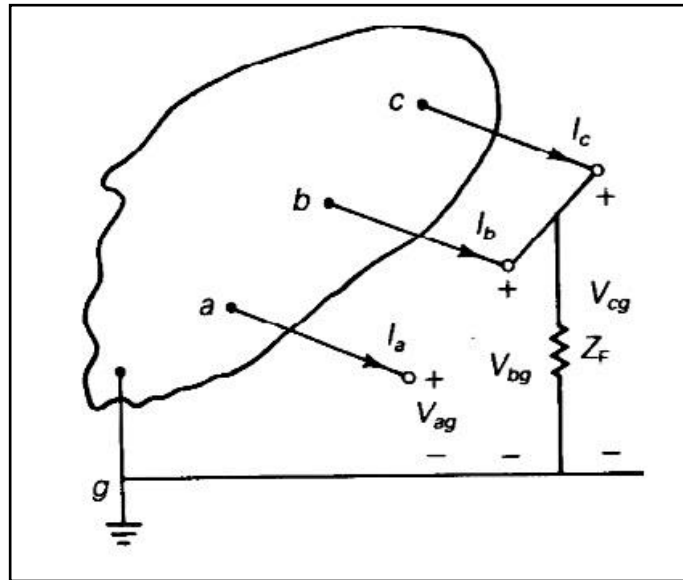


Fonte: GLOVER (2012).

#### 2.8.1.4 Falta Fase-Fase-terra (FFT)

A Figura 10 representa uma falta FFT entre as fases b e c e a expressão (14) apresenta as condições desta falta.

Figura 10 - Falta FFT.

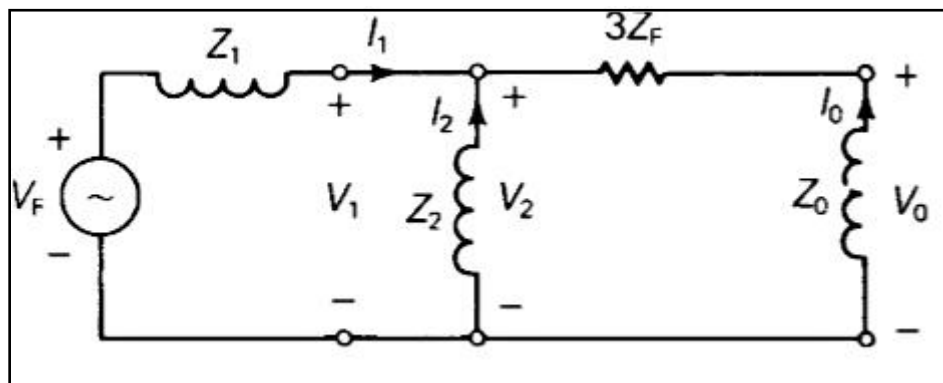


Fonte: GLOVER (2012).

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ V_b = V_c = Z_F \cdot (I_b + I_c) \end{cases} \quad (14)$$

A obtenção das componentes simétricas da corrente e tensão identificadas na Figura 11 permitem a obtenção da tensão nas fases durante a falta e dessa forma a magnitude do afundamento de tensão gerado pela falta fase-fase-terra.

Figura 11 - Circuito Equivalente para falta FFT.



Fonte: GLOVER (2012).



A Figura 11 também apresenta as condições da falta no domínio das componentes simétricas, expressas em (15) (GLOVER, et al., 2012).

$$\begin{cases} I_0 + I_1 + I_2 = 0 \\ V_2 = V_1 \\ V_0 - V_1 = 3Z_F I_0 \end{cases} \quad (15)$$

### 2.8.2 Método Matricial

O método matricial é comumente utilizado no estudo de grandes sistemas e consiste na obtenção da matriz impedância de barras. Neste método cada circuito representando as componentes de sequência positiva, negativa e zero é representado por um circuito equivalente cuja matriz impedância de barra pode ser obtida a partir da matriz inversa da matriz admitância correspondente ao circuito. A matriz impedância de barra tem o formato apresentado em (16) (SAADAT, 1999).

$$[Z_{bus}] = \begin{bmatrix} Z_{11}^s & \cdots & Z_{1k}^s & \cdots & Z_{1n}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^s & \cdots & Z_{kk}^s & \cdots & Z_{kn}^s \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1}^s & \cdots & Z_{nk}^s & \cdots & Z_{nn}^s \end{bmatrix} \quad (16)$$

Onde  $Z_{ij}^s$  é o elemento da matriz impedância de barra na sequência  $s$ , com  $1 \leq i \leq n$ ,  $1 \leq j \leq n$  e  $s = \{0, 1, 2\}$ .

#### 2.8.2.1 Falta Trifásica

Para uma falta trifásica as equações 17 e 18 (GLOVER, et al., 2012) possibilitam obter as componentes de sequência positiva, negativa e zero da corrente.

$$I_n^1 = \frac{V_F}{Z_{nn}^1} \quad (17)$$

$$I_n^0 = I_n^2 = 0 \quad (18)$$

Onde:

$I_n^0$  é a componente de sequência zero da corrente na barra n.

$I_n^1$  é a componente de sequência positiva da corrente na barra n.

$I_n^2$  é a componente de sequência negativa da corrente na barra n.

As componentes de sequência da tensão na barra k são obtidas com a Equação (19) (GLOVER, et al., 2012) e as tensões de fase podem ser obtidas com o uso de (7). As Equações (19) e (7) podem ser utilizadas para obtenção da magnitude das tensões de sequência e das tensões de fase na barra k para qualquer tipo de falta.

$$\begin{bmatrix} V_k^0 \\ V_k^1 \\ V_k^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{kn}^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{kn}^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{kn}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_n^0 \\ I_n^1 \\ I_n^2 \end{bmatrix} \quad (19)$$

#### 2.8.2.2 Falta Fase-Terra (FT)

Para uma falta FT a equação (20) (GLOVER, et al., 2012) possibilita obter as componentes de sequência da corrente para o barramento n.

$$I_n^0 = I_n^1 = I_n^2 = \frac{V_F}{Z_{nn}^0 + Z_{nn}^1 + Z_{nn}^2 + 3Z_F} \quad (20)$$

#### 2.8.2.3 Falta Fase-Fase (FF)

As equações (21) e (22) possibilitam obter as correntes de sequência para uma falta FF (GLOVER, et al., 2012). Como não há conexão com terra, a corrente de sequência zero neste caso é nula.

$$I_n^0 = 0 \quad (21)$$

$$I_n^1 = -I_n^2 = \frac{V_F}{Z_{nn}^1 + Z_{nn}^2 + 3Z_F} \quad (22)$$

#### 2.8.2.4 Falta Fase-Fase-Terra (FFT)

As equações (23), (24) e (25) possibilitam obter as correntes de sequência para uma falta FFT (GLOVER, et al., 2012).

$$I_n^1 = \frac{V_F}{Z_{nn}^1 + \left[ \frac{Z_{nn}^2 \cdot (Z_{nn}^0 + 3Z_F)}{Z_{nn}^2 + Z_{nn}^0 + 3Z_F} \right]} \quad (23)$$

$$I_n^2 = (-I_n^1) \cdot \left( \frac{(Z_{nn}^0 + 3Z_F)}{Z_{nn}^0 + 3Z_F + Z_{nn}^2} \right) \quad (24)$$

$$I_n^0 = (-I_n^1) \cdot \left( \frac{(Z_{nn}^2)}{Z_{nn}^0 + 3Z_F + Z_{nn}^2} \right) \quad (25)$$

### 3 METODOLOGIA

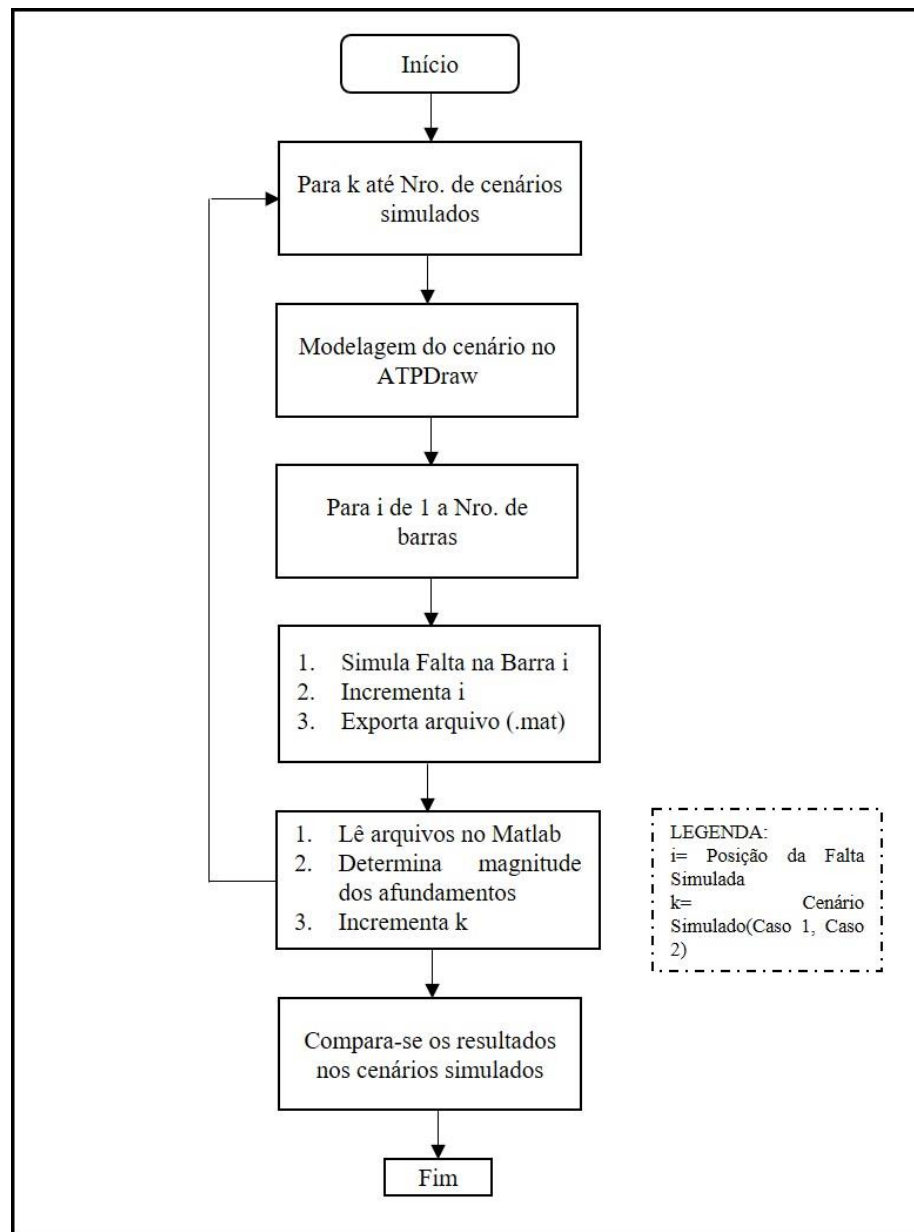
#### 3.1 METODOLOGIA IMPLEMENTADA

Para analisar o impacto nos afundamentos de tensão com a inserção da geração distribuída em sistemas de distribuição, foi utilizado o software ATP-EMTP-RV<sup>®</sup>, com o uso da interface ATPDraw para realização de simulações computacionais. O programa computacional ATP (Alternative Transients Program) é uma ferramenta destinada a simulação de transientes em sistemas de potência, usando um método de solução no domínio tempo. O ATPDraw é um ambiente específico que proporciona uma interface gráfica com opções flexíveis para incorporação de novos módulos e ferramentas. Para (MARTINEZ, et al., 2002) algumas das vantagens deste programa são a sua simplicidade e o método de solução no domínio tempo que é estável e rápido. Porém, algumas limitações são citadas, como oscilações numéricas e a limitada opção de modelos fornecida para simulação dos elementos do sistema.

A Figura 12 apresenta o fluxograma do método proposto para análise dos afundamentos em um sistema de distribuição com a inserção da minigeração distribuída. O fluxograma apresentado descreve as etapas para obtenção dos níveis de tensão nas barras observadas para diferentes cenários. O método consiste em aplicar um curto-circuito em todas as barras do sistema para diversos cenários que podem ser definidos, como, por exemplo, um cenário sem a inserção da GD ou um cenário com a inserção de uma fonte geradora em uma barra determinada do sistema.

O ATP fornece como resultado a forma de onda da tensão por fase na barra, tornando necessário exportar os dados e obter, com a ajuda do MATLAB<sup>®</sup>, as tensões antes do curto-circuito e após o curto-circuito, necessárias para obtenção dos níveis de afundamentos em todas as barras. Os cenários simulados podem ainda consistir na mesma topologia analisada para diferentes tipos de faltas, como FFFT, FT, FF ou FFT. Dessa forma, obtendo uma análise para os diferentes tipos de falta e como o sistema estudado se comporta em cada cenário. Os dados obtidos podem ser comparados para analisar se houve melhora nos níveis de tensão na barra onde o gerador foi adicionado e nos barramentos vizinhos, também verificando se houve diferença no desempenho dos níveis de tensão nas barras nos diferentes tipos de faltas aplicadas.

Figura 12 - Fluxograma do Método proposto.



Fonte: O autor.

### 3.2 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

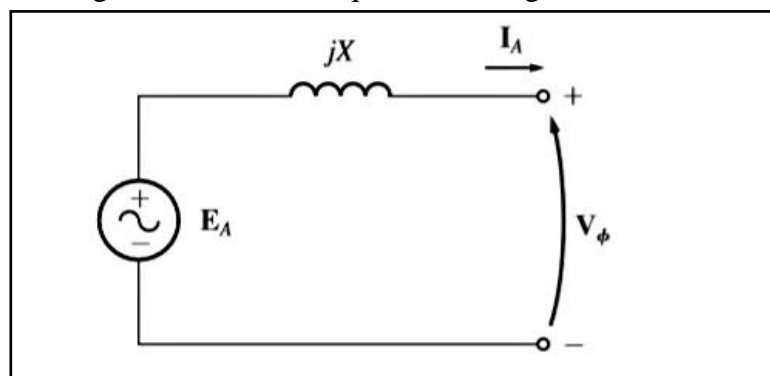
A minigeração distribuída é uma central de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (Módulo 1 – PRODIST).

Entre as possibilidades de geração distribuída, boa parte delas utiliza geradores síncronos, como Pequenas Centrais Térmicas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Um gerador síncrono é uma máquina síncrona usada como gerador. Ele converte potência mecânica em potência elétrica trifásica. A fonte de potência mecânica pode ser um motor diesel, uma turbina a vapor, uma turbina hidráulica ou qualquer dispositivo similar (CHAPMAN, 2013).

Uma máquina síncrona é aquela na qual a corrente alternada flui no enrolamento de armadura e uma excitação CC é fornecida ao enrolamento de campo. Quando um gerador síncrono é conectado a um sistema interligado de grande porte, contendo muitos outros geradores síncronos, a tensão e a frequência em seus terminais de armadura são fixadas de modo substancial pelo sistema. Como resultado, as correntes de armadura produzirão uma componente do campo magnético de entreferro, que gira na velocidade síncrona, determinada pela frequência elétrica do sistema (FITZGERALD, et al., 2008).

A Figura 13 apresenta um circuito equivalente monofásico de um gerador trifásico. A tensão  $E_A$  é a tensão gerada interna do gerador produzida em uma fase,  $V_\phi$  é a tensão de fase nos terminais do gerador e a reatância  $X$  é a reatância síncrona do gerador. Nas máquinas síncronas reais, a reatância síncrona é normalmente muito maior que a resistência de enrolamento, de modo que esta é frequentemente desprezada no estudo qualitativo das variações de tensão (CHAPMAN, 2013).

Figura 13 - Circuito equivalente do gerador síncrono.



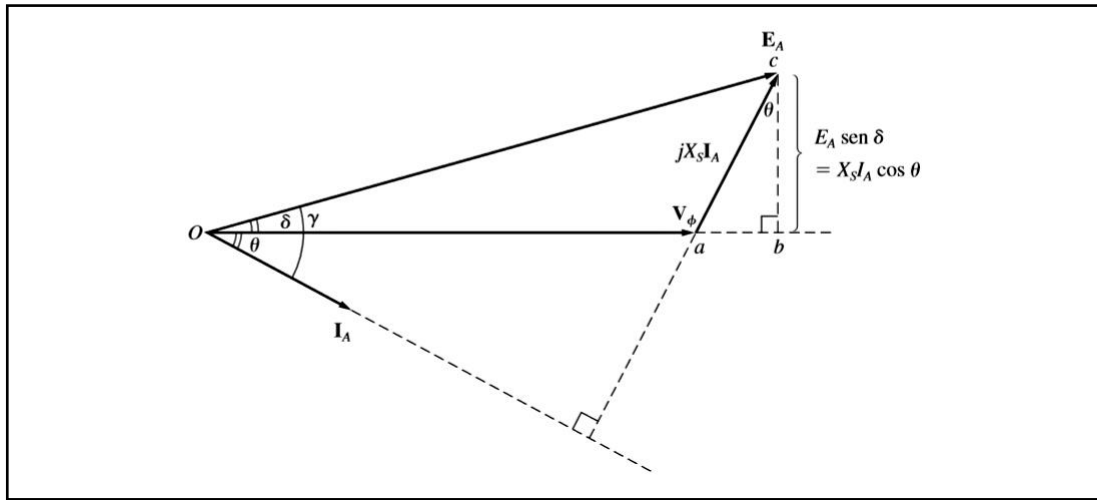
Fonte: CHAPMAN (2013).

A Figura 14 apresenta um diagrama fasorial para o modelo de gerador síncrono da Figura 13. O ângulo  $\delta$ , ângulo entre a tensão interna gerada e a tensão terminal do gerador, é conhecido como o ângulo de carga. A Equação (26) mostra que a potência produzida por um gerador síncrono depende desse ângulo. A potência máxima ocorre quando  $\delta = 90^\circ$  e esta potência máxima é denominada limite de estabilidade estática. Os geradores reais nunca

chegam próximo deste limite, as máquinas reais apresentam ângulos típicos de conjugado de 20 a 40 graus (CHAPMAN, 2013).

$$P = \frac{3V_{\phi}E_A}{X_S} \text{sen}(\delta) \quad (26)$$

Figura 14 - Diagrama fasorial simplificado com a resistência de armadura ignorada.



Fonte: CHAPMAN (2013).

Quando se aplica um curto-circuito trifásico nos terminais de um gerador síncrono, a corrente em uma fase apresenta componente oscilatória, superposta com uma componente de corrente contínua, que depende do instante de aplicação do curto. As regiões desta corrente de curto são chamadas de subtransitória, transitória e permanente. A condição de maior interesse no cálculo de corrente de curto-circuito é a subtransitória, que envolve os níveis de corrente mais elevados (ZANETTA, 2006).

### 3.3 TRANSFORMADORES

O modelo de transformador utilizado neste trabalho foi o transformador trifásico de núcleo saturável do ATP. O modelo deste transformador considera as impedâncias de dispersão dos enrolamentos e suas conexões. A resistência e reatância de dispersão podem ser estimadas usando valores típicos, em porcentagem do valor de impedância base obtida com a expressão (27), como mostra as expressões (28) e (29) (OROZCO, 2015).

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} \quad (27)$$

$$R_T = Z_B \cdot R\% \quad (28)$$

$$X_T = Z_B \cdot X\% \quad (29)$$

Onde:

$R_T$  é a resistência total do enrolamento do lado tomado como base

$X_T$  é a reatância total do enrolamento do lado tomado como base.

$Z_B$  é a impedância base tomada de um lado do transformador.

$V_B$  é a tensão de linha tomada como base.

$S_B$  é a potência aparente base.

Com a impedância total do enrolamento do transformador calcula-se a impedância dos enrolamentos primário e secundário dividindo a impedância entre primário e secundário em partes iguais, resultando em (30) e (31). Uma das partes deve ser refletida para o outro lado do transformador levando em conta a relação de transformação dos enrolamentos ( $ad$ ) (FITZGERALD, et al., 2008).

$$Z_{p,s} = \frac{R_T}{2} + j \frac{X_T}{2} \quad (30)$$

$$Z_p = (ad^2) \cdot Z_s \quad (31)$$

Onde:

$Z_p$  é a impedância de dispersão do primário do transformador.

$Z_s$  é a impedância de dispersão do secundário do transformador.

### 3.3 CARGAS

As cargas aplicadas no sistema modelado no software ATP podem ser simuladas utilizando o modelo de carga trifásica com conexão em estrela ou em delta. Este componente permite a atribuição de valores de resistência, indutância e capacitância independentes por fase.



Como as especificações da carga são geralmente a potência ativa e reativa, as Equações (32) e (33) permitem a obtenção da resistência e reatância por fase necessárias para modelagem das cargas no ATP, para as conexões em estrela e em delta, respectivamente (OROZCO, 2015).

$$R_a + j \cdot X_a = \frac{|V_{an}|^2}{P_a - j \cdot Q_a} \quad (32)$$

$$R_a + j \cdot X_a = \frac{|V_{ab}|^2}{P_a - j \cdot Q_a} \quad (33)$$

Onde:

$V_{an}$  é a tensão de fase.

$V_{ab}$  é a tensão de linha.

$P_a$  é a potência ativa da fase a.

$Q_a$  é a potência reativa da fase a.

### 3.4 SIMULAÇÃO DAS FALTAS

A simulação das faltas pode ser feita no ATP com o uso dos elementos “splitter” e “switch time controlled” (chaves controladas no tempo). O splitter permite dividir o elemento da linha nas suas respectivas fases e possibilita a conexão de faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas, conectadas à terra ou não. As chaves são utilizadas para definir o exato momento em que a falta é aplicada e o momento em que se extingue, definindo assim a duração do evento. A obtenção dos níveis de tensão nas barras antes e durante o afundamento requer o uso do “Prob\_Volt”, que fornecerá a forma de onda da tensão em cada fase na barra onde o elemento de medição foi adicionado.

### 3.5 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS

A simulação das faltas em todas as barras do sistema permite a criação de uma matriz de afundamentos de tensão para cada cenário, possibilitando uma estimativa do número de afundamentos nas barras de interesse para os diferentes valores de geradores adicionados. A Equação (4) permite a obtenção do número de afundamentos de tensão esperados, evidenciando

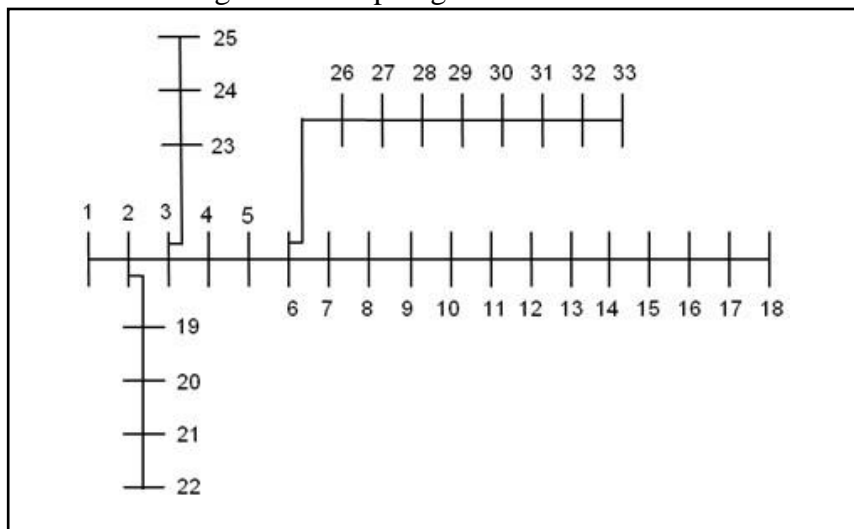
a necessidade do conhecimento da estimativa da frequência de ocorrência de faltas, sendo que esta é geralmente dependente do nível de tensão do sistema e do comprimento da linha. Dessa forma, é possível analisar a melhora no desempenho da barra onde o gerador foi adicionado para os diferentes valores de GD inseridos.

## 4 ESTUDO DE CASO

### 4.1 SISTEMA UTILIZADO

O sistema utilizado é o IEEE 33 barras apresentado na Figura 15. O sistema representa um alimentador de distribuição de energia elétrica constituído por um ramo principal composto pelas seções 1 a 18 e três seções laterais, de 2 a 22, de 3 a 25 e de 6 a 33. A subestação é simbolizada pela barra 1 e possui tensão nominal de linha de 12,66 kV.

Figura 15 - Topologia IEEE 33 barras.



Fonte: ZULPO (2014).

A Tabela 5 apresenta a relação das cargas por seção, sendo estas alocadas de forma concentrada na barra final. A demanda do sistema é de 3715 kW e 2300 kvar, apresentando uma grande variabilidade na demanda das cargas conforme a barra. Dessa forma, a potência aparente demandada em cada barra possui grande variabilidade, apresentando valores entre 63 e 532 kVA.

Tabela 5 - Relação de Cargas e comprimento da linha.

Seção	Barra Inicial	Barra Final	Comprimento (m)	P (kW)	Q (kvar)
1	1	2	111	100	60
2	2	3	302	90	40
3	3	4	300	120	80
4	4	5	300	60	30
5	5	6	986	60	20
6	6	7	601	200	100
7	7	8	1805	200	100
8	8	9	1083	60	20

Continuação da Tabela 5 - Relação de Cargas e comprimento da linha.

9	9	10	1083	60	20
10	10	11	120	45	30
11	11	12	361	60	35
12	12	13	1565	60	35
13	13	14	722	120	80
14	14	15	711	60	10
15	15	16	898	60	20
16	16	17	1805	60	20
17	17	18	782	90	40
18	2	19	180	90	40
19	19	20	1685	90	40
20	20	21	541	90	40
21	21	22	1080	90	40
22	3	23	480	90	50
23	23	24	963	420	200
24	24	25	963	420	200
25	6	26	180	60	25
26	26	27	276	60	25
27	27	28	1203	60	20
28	28	29	902	120	70
29	29	30	540	200	600
30	30	31	1155	150	70
31	31	32	397	210	100
32	32	33	541	60	40

Fonte: Adaptado de ZULPO (2014).

A expressão (34) apresenta os valores de impedância da linha adotados e a Tabela 5 apresenta o comprimento de todas as seções do sistema de 33 barras da Figura 15.

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0,8306 + j0,829 & 0,1305 + j0,359 & 0,1323 + j0,311 \\ 0,1305 + j0,359 & 0,8225 + j0,843 & 0,1283 + j0,2852 \\ 0,1323 + j0,311 & 0,1283 + j0,2852 & 0,826 + j0,837 \end{bmatrix} [m\Omega/m] \quad (34)$$

Um transformador de subestação foi incluído no sistema, responsável por reduzir a tensão de 230 kV para a tensão de linha do sistema de 12,66 kV. A Tabela 6 apresenta as características do transformador.

Tabela 6 - Características do transformador.

Transformador	kVA	kV - alta	kV - baixa	R%	X%
Subestação	10000	230 - $\Delta$	12,66 - Y <sub>aterrado</sub>	1	8

Fonte: OROZCO (2015).

## 4.2 SIMULAÇÕES REALIZADAS

As simulações propostas estão descritas na Tabela 7 e podem ser divididas em vários cenários. Em todos os cenários são aplicadas faltas sólidas dos tipos FFFT, FT, FF e FFT em todas os nós do sistema e são monitoradas as tensões nas barras de interesse antes e depois do afundamento de tensão. O Caso Base tem por objetivo verificar a performance do sistema na situação em que nenhum gerador externo é adicionado ao sistema de distribuição. Os casos de 1 a 3 tem como objetivo verificar o impacto da conexão de GD no nó 29, enquanto que os casos de 4 a 6 tem como objetivo verificar o impacto da conexão de GD no nó 18.

Tabela 7 - Etapas propostas para simulações.

Cenário	Detalhes
Caso Base	Sem GD
Caso 1	Conecta-se gerador de 500 kVA no nó 29
Caso 2	Conecta-se gerador de 1,5 MVA no nó 29
Caso 3	Conecta-se gerador de 2,5 MVA no nó 29
Caso 4	Conecta-se gerador de 500 kVA no nó 18
Caso 5	Conecta-se gerador de 1,5 MVA no nó 18
Caso 6	Conecta-se gerador de 2,5 MVA no nó 18

## 4.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Tabela 8 apresenta valores típicos para reatâncias de máquinas síncronas, com valores em p.u. da potência nominal de cada máquina.

Tabela 8 - Valores típicos de reatâncias de máquinas síncronas.

Máquina Síncrona	Número de Polos	Reatância	Reatância
		subtransitória $X_d''$	transitória $X_d'$
		[p.u.]	[p.u.]
Gerador de Turbinas	2	0,09	0,15
	4	0,15	0,23
Gerador de polos salientes	12 polos ou menos	0,16	0,33
com enrolamentos de amortecimento	14 polos ou menos	0,21	0,33

Fonte: IEEE Std 141 (1993).

A Tabela 9 apresenta as especificações dos geradores modelados, que foram obtidos considerando um valor típico de reatância subtransitória de acordo com a faixa de valores apresentada na Tabela 8.

Tabela 9 - Especificações dos geradores Modelados.

<b>Potência Aparente [MVA]</b>	<b>Tensão Nominal [kV]</b>	<b>Reatância Subtransitória <math>X_d''</math> [Ω]</b>
0,5	12,66	41,46
1,5	12,66	19
2,5	12,66	7,53

#### 4.4 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS

A Tabela 10 apresenta uma estimativa da taxa de faltas nas linhas de transmissão de acordo com o nível de tensão. Estes valores são utilizados para obter uma estimativa do número de afundamentos nas barras de interesse em cada um dos cenários simulados. Como as faltas são aplicadas nas barras do sistema, a frequência de ocorrência de faltas em uma barra foi adotada como o somatório da metade do valor de ocorrência de falta em cada uma das linhas conectadas a mesma. O Apêndice A apresenta o número de faltas esperadas em um ano para cada barra do sistema.

Tabela 10 - Taxa de faltas das linhas de acordo com nível de tensão.

<b>Tensão (kV)</b>	<b>525</b>	<b>230</b>	<b>138</b>	<b>69</b>	<b>23</b>	<b>13,8</b>
Taxa de falhas (faltas/100km.ano)	1,5	2,32	6	12	7	50

Fonte: SILVA (2014).

A Tabela 11 apresenta a probabilidade de ocorrência de curto-circuito por falta para o nível de 13,8 kV. O número de afundamentos é calculado para cada tipo de falta considerando a taxa de falhas apresentada na Tabela 10 e a probabilidade de ocorrência do tipo de curto-circuito apresentada na Tabela 11.

Tabela 11 - Porcentagem de ocorrência de curto-circuito por tipo de falta

<b>Nível de Tensão (kV)</b>	<b>FT (%)</b>	<b>FFT (%)</b>	<b>FF (%)</b>	<b>FFFT (%)</b>
13,8	55	20	20	5

Fonte: Adaptado de FONSECA (1999).

#### 4.5 SIMULAÇÃO DAS FALTAS E CONFIGURAÇÕES DE SIMULAÇÃO

A simulação das faltas foi realizada com o uso das chaves controladas com os tempos de fechamento de 0,4 s e tempo de abertura de 0,9 s. Com o objetivo de simular faltas FFFT, FFT, FF e FT as chaves foram conectadas de acordo com cada tipo de curto-circuito e as faltas foram simuladas sem a presença de uma impedância de falta. A Tabela 12 apresenta as configurações de simulação, que permitem a opção do tipo de simulação, tempo de simulação ( $t_{max}$ ), frequência do sistema ( $f$ ) e passo de amostragem ( $\Delta t$ ).

Tabela 12 - Configuração para simulação no ATP.

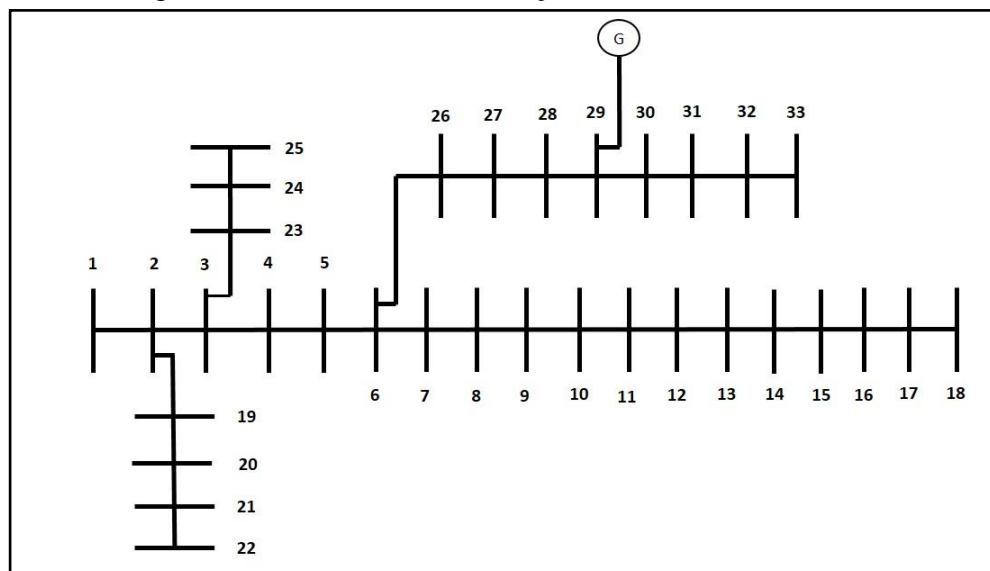
Descrição	Valores
Tipo de Simulação	Simulação no domínio tempo
$t_{max}$	0,15 s
$\Delta t$	$1 \cdot 10^{-6}$ s
$f$	60 HZ

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 5.1 INSERÇÃO DA GD NA BARRA 29

A minigeração distribuída foi inserida na barra 29 do sistema de distribuição, que tem a topologia apresentada na Figura 16, e o nível de tensão na barra foi analisado para os diferentes tipos de faltas aplicados em todas as barras do sistema. O Apêndice B apresenta a magnitude dos afundamentos de tensão da barra 29 para a falta FFFT.

Figura 16 - Sistema com a inserção da GD na barra 29.



A Figura 17 apresenta a tensão durante o afundamento em p.u. da barra 29 para uma falta FFFT aplicada nas barras 2 a 6 e 26 a 28. Esta região é onde os afundamentos de tensão serão mais severos, pois a falta é aplicada no ramo entre a barra analisada e a subestação. Percebe-se que faltas nesta região para as situações sem a inserção da GD e com a inserção do gerador de 500 kVA resultam em tensões menores que 0,1 p.u. na barra onde o gerador foi inserido. Portanto, nestes casos classifica-se o distúrbio da QEE como uma interrupção momentânea da tensão, conforme a classificação apresentada na Tabela 1. Os geradores de 1,5 MVA e 2,5 MVA promovem uma melhora no nível dos afundamentos, que são menores conforme a localização da falta é mais distante da barra 29. Dessa forma, para uma falta na barra 2, a inserção do gerador de 2,5 MVA transforma uma interrupção momentânea de tensão em um afundamento de tensão com magnitude de 0,4 p.u.

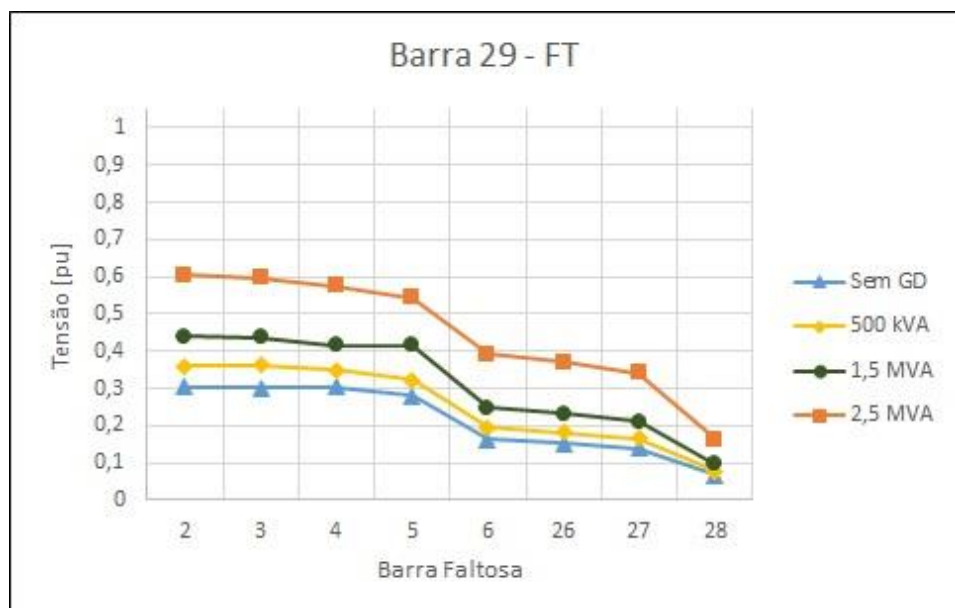


Figura 17 - Falta FFFT nas barras 2 a 6 e 26 a 28



A Figura 18 descreve a situação em que uma falta FT é aplicada nas mesmas barras analisadas na Figura 17. Percebe-se que os afundamentos são menos severos quando comparados com os causados por uma falta FFFT. Somente faltas na barra 28, a barra mais próxima à barra onde o gerador foi inserido produzem uma interrupção momentânea de tensão. O gerador de 500 kVA é o de menor impacto na tensão da barra, produzindo uma melhora de cerca de 0,05 p.u., enquanto que o de 1,5 MVA melhora em cerca de 0,14 p.u. e o de 2,5 MVA em cerca de 0,3 p.u. O resultado obtido para as faltas FFT e FF é análogo ao discutido para as faltas FFFT e FT. Em todos os tipos de falta a inserção dos geradores não eliminou afundamentos de tensão provenientes de faltas entre a barra 29 e a subestação.

Figura 18 - Falta FT nas barras 2 a 6 e 26 a 28



As Figura 19 e 20 apresentam a tensão na barra 29 para faltas FFFT e FT, respectivamente, aplicadas nas barras 7 a 18. Os afundamentos de tensão provenientes deste ramo do sistema são menos severos, pois as faltas não se encontram entre a barra analisada e a subestação e devido a maior distância entre a falta e a barra analisada nas barras no fim do trecho. Sem a inserção de GD percebe-se que nenhuma das faltas gera interrupção momentânea de tensão e que conforme a distância da falta aumenta a magnitude do afundamento gerado pela FFFT e pela FT atingem valores muito próximos.

Figura 19 - Falta FFFT nas barras 7 a 18

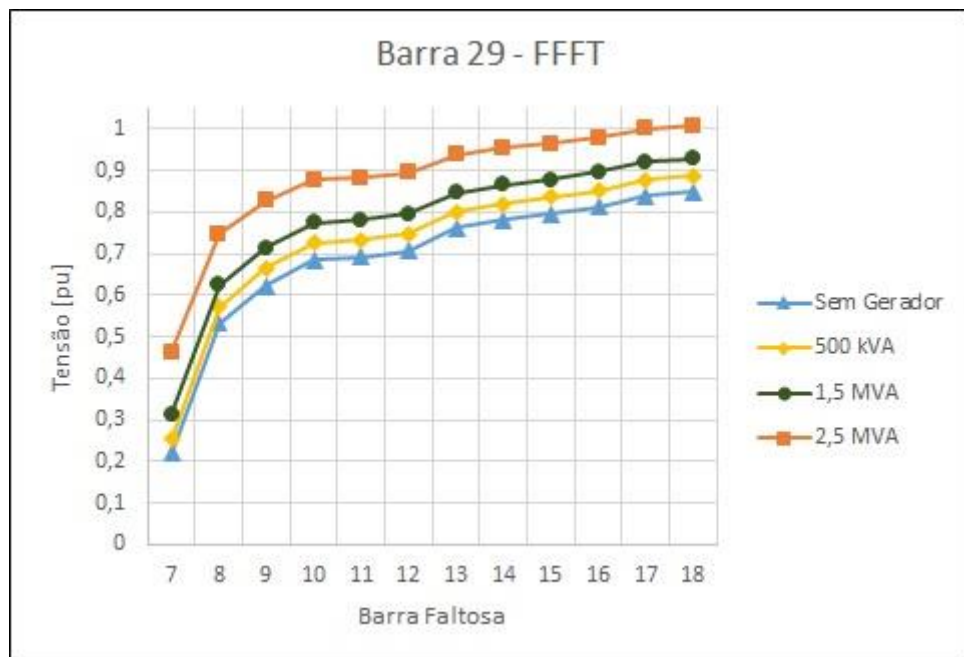
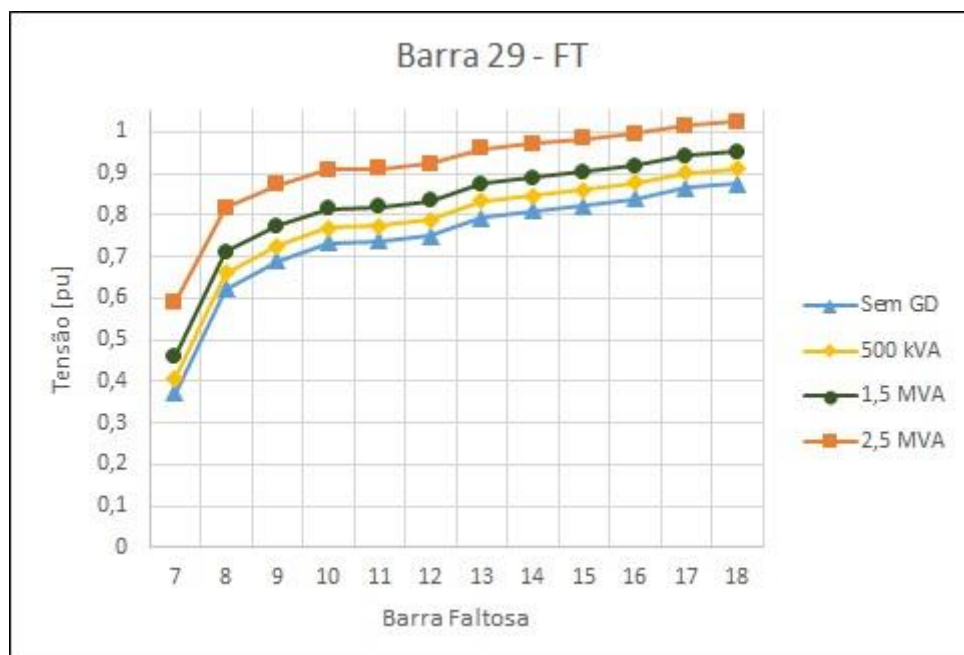


Figura 20 - Falta FT nas barras 7 a 18



A magnitude dos afundamentos de tensão causados por faltas neste trecho é menos severa. Uma falta FFFT na barra 7 provoca uma tensão de 0,2 p.u., enquanto que uma falta FT provoca uma tensão de 0,37 p.u. na barra 29. Uma falta aplicada na barra 18, a barra mais distante neste trecho, resulta em uma tensão de 0,84 p.u. para uma falta FFFT e 0,88 p.u. para uma falta FT. Dessa forma, as faltas que ocorrem no fim do trecho analisado são afundamentos de tensão bem menos severos.

A inserção do gerador de 500 kVA não eliminou nenhum dos afundamentos de tensão produzidos por uma falta FFFT, enquanto que o gerador de 1,5 MVA recuperou a tensão para níveis superiores a 0,9 p.u. para faltas aplicadas nas barras 16, 17 e 18. Na situação da falta FT, o gerador de 500 kVA eliminou afundamentos de tensão causados por faltas na barra 17 e 18, enquanto que o gerador de 1,5 MVA eliminou os provenientes de faltas nas barras 15 a 18. O gerador de 2,5 MVA apresentou os melhores resultados, eliminando afundamentos de tensão provenientes de faltas nas barras 13 a 18 para faltas FFFT e 10 a 18 para faltas FT.

Tabela 13 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 29.

Tipo de Falta	Situação	Média das tensões	Barras onde faltas
		durante afundamento [p.u.]	não produzem afundamento
FFFT	Sem GD	0,44	22
	500 kVA	0,48	21 e 22
	1,5 MVA	0,53	16 a 18; 20 a 22
	2,5 MVA	0,64	13 a 18; 20 a 25
FT	Sem GD	0,54	21 e 22
	500 kVA	0,58	17 e 18; 20 a 22
	1,5 MVA	0,62	15 a 18; 20 a 22; 25
	2,5 MVA	0,72	10 a 18; 20 a 25
FFT	Sem GD	0,53	20 a 22
	500 kVA	0,57	17 e 18; 20 a 22
	1,5 MVA	0,61	15 a 18; 20 a 22; 25
	2,5 MVA	0,72	10 a 18; 20 a 25
FF	Sem GD	0,55	20 a 22
	500 kVA	0,60	16 a 18; 20 a 22; 25
	1,5 MVA	0,64	13 a 18; 20 a 25
	2,5 MVA	0,74	10 a 18; 20 a 25

A Tabela 13 apresenta a média das tensões durante o afundamento para todos os tipos de falta nos diferentes cenários. Pode-se verificar que a melhora nos níveis de tensão proporcionada pela inserção do gerador de 500 kVA é de 5% para a falta FF e 4 % para os demais tipos. A inserção do gerador de 1,5 MVA aumentou em cerca de 9 % a tensão na barra 29, enquanto que o gerador de 2,5 MVA melhorou em 19% a tensão durante os afundamentos de tensão. A Tabela 13 também apresenta as barras nas quais faltas não geram afundamentos na barra 29, onde a GD é inserida. Verifica-se que nenhum afundamento causado por faltas no trecho das barras 2 a 6 e 26 a 33 é eliminado. Os afundamentos eliminados são os causados por faltas em trechos adjacentes, como entre as barras 10 e 18 e 20 a 22.

A Figura 21 apresenta uma estimativa do número de afundamentos num período de um ano nas situações sem GD e com GD para a barra 29 e nas barras vizinhas. O número de afundamentos causados por faltas neste sistema de distribuição é de 12 afundamentos de tensão em um ano. A inserção do gerador de 2,5 MVA reduziria este número pela metade na barra 29, onde o gerador foi inserido. Percebe-se que a inserção do gerador de 500 kVA tem pouco impacto, diminuindo apenas uma ocorrência de afundamento na barra 29. Verifica-se também que o gerador apresenta uma influência sobre as barras vizinhas, apresentando resultado similar nas barras 28 e 30. Porém, o impacto da GD na barra 27 é bem menor, devido ao fato de esta estar mais distante.

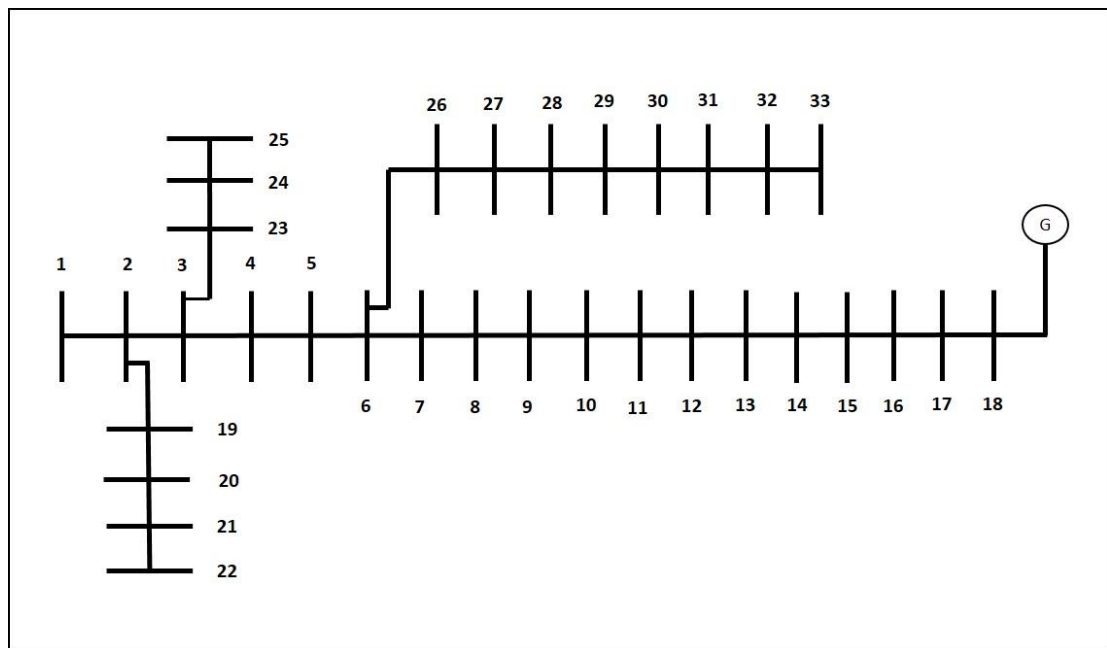
Figura 21 - Número de Afundamentos em um ano.



## 5.2 INSERÇÃO DA GD NA BARRA 18

A minigeração distribuída foi inserida na barra 18 do sistema de distribuição, conforme apresentado na Figura 22. As simulações executadas são as mesmas da situação em que a GD foi inserida na barra 29.

Figura 22 - Sistema com inserção da GD na barra 18.



A Figura 23 apresenta o nível de tensão na barra 18 para faltas FFFT aplicadas nas barras 2 a 18, que constitui o ramo principal entre a subestação e a barra onde o gerador foi adicionado. Verifica-se que este tipo de falta produz uma interrupção momentânea da tensão na situação sem a inserção da GD para qualquer local de aplicação da falta entre a subestação e a minigeração distribuída. O gerador de 500 kVA eleva a tensão na barra para 0,23 p.u. para a falta mais distante, enquanto que o gerador de 1,5 MVA e o de 2,5 MVA elevam a tensão para 0,44 p.u. e 0,73 p.u., respectivamente. Estes resultados mostram que o gerador de 500 kVA tem pouco impacto na mitigação do distúrbio, mesmo para a situação de falta na barra 2, que está localizada aproximadamente 14 km distante da barra 18. Apesar de os geradores de 1,5 MVA e 2,5 MVA apresentarem níveis significativos de melhora na tensão, nenhum deles elimina nenhum afundamento de tensão causado por faltas entre a barra da subestação e a GD.

Figura 23 - Falta FFFT nas barras 2 a 18.



Figura 24 - Falta FT nas barras 2 a 18.



A Figura 24 apresenta a situação em que uma falta FT é aplicada nas mesmas barras analisadas na Figura 23. Este tipo de falta produz afundamentos de tensão menos severos, como pode ser observado. A situação sem GD apresenta níveis de tensão menores que 0,1 p.u para faltas aplicadas entre as barras 14 a 18 e para faltas aplicadas nas barras 17 e 18 nas situações com a inserção da minigeração distribuída. A inserção do gerador de 2,5 MVA eleva o nível de tensão na barra 18 para valores próximos de 0,9 p.u. para faltas entre as barras 2 a 5. O gerador de 1,5 MVA eleva a tensão para 0,7 p.u. e o gerador de 1,5 MVA eleva para 0,53 p.u. para faltas aplicadas na barra 2.

As Figuras 25 e 26 apresentam o nível de tensão na barra 18 para faltas FFFT e FT nas barras 26 a 33, respectivamente. A inserção do gerador de 2,5 MVA elimina os afundamentos de tensão causados por faltas nas barras 28 a 33, tanto para faltas FT quanto para FFFT. O gerador de 1,5 MVA elimina os afundamentos causados por faltas nas barras 31 a 33 para faltas FFFT e 30 a 33 para faltas FT, elevando em média a tensão em 22% para faltas neste trecho. O gerador de 500 kVA produz uma elevação do nível de tensão média de 12% em comparação com a tensão sem a inserção da GD, porém não elimina nenhum afundamento de tensão.

Figura 25 - Falta FFFT nas barras 26 a 33.



Figura 26 - Falta FT nas barras 26 a 33.



A Tabela 14 apresenta a média das tensões durante afundamentos para faltas aplicadas em todas as barras do sistema. Percebe-se que o gerador de 500 kVA proporcionou uma elevação média nos níveis de tensão da barra 18 de 14% para uma falta FFFT, enquanto que a melhora para os outros tipos de falta foi de 11%. O gerador de 1,5 MVA elevou em média a tensão em 27% para faltas FFFT e em 22% para os outros tipos de falta, enquanto que o gerador de 2,5 MVA elevou em 45% para faltas FFFT e 36% para os outros tipos de falta simulados. Como verificado anteriormente, nenhum afundamento causado por faltas entre a subestação e a barra de inserção da minigeração distribuída (2 a 18) foi eliminado. Os afundamentos eliminados com a inserção da GD foram os causados por faltas em ramos adjacentes, como entre as barras 20 e 22 e entre as barras 28 a 33.

Tabela 14 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 18.

Tabela 2.1 - Média das tensões e barras onde o afundamento não ocorre na falta FF			
Tipo de Falta	Situação	Média das tensões durante afundamento [p.u.]	Barras onde faltas não produzem afundamento
FFFT	Sem GD	0,27	22
	500 kVA	0,41	20 a 22; 25
	1,5 MVA	0,54	20 a 22; 24 e 25; 31 a 33
	2,5 MVA	0,72	20 a 25; 28 a 33



Continuação da Tabela 14 - Média das tensões e afundamentos eliminados na barra 18.

FT	Sem GD	0,44	20 a 22
	500 kVA	0,55	20 a 22; 24 e 25; 33
	1,5 MVA	0,66	20 a 25; 30 a 33
	2,5 MVA	0,80	19 a 25; 28 a 33
FFT	Sem GD	0,43	20 a 22
	500 kVA	0,55	20 a 22; 24 e 25; 33
	1,5 MVA	0,66	20 a 25; 30 a 33
	2,5 MVA	0,81	19 a 25; 28 a 33
FF	Sem GD	0,43	20 a 22
	500 kVA	0,55	20 a 22; 24 e 25; 33
	1,5 MVA	0,66	20 a 25; 30 a 33
	2,5 MVA	0,81	19 a 25; 28 a 33

A Figura 27 apresenta uma estimativa do número de afundamentos num período de um ano nas situações sem GD e com GD para a barra 18 e barras vizinhas. A inserção do gerador de 2,5 MVA reduz a estimativa em apenas 3 afundamentos onde o gerador foi inserido, enquanto que a inserção do gerador de 500 kVA não reduz significativamente a estimativa do número de afundamentos para o período de um ano.

Figura 27 - Número de Afundamentos em um ano.



### 5.3 ANÁLISE MATEMÁTICA

Com o objetivo de entender a contribuição da distância da falta e da reatância do gerador adicionado é necessário o equacionamento do nível de tensão da barra em função de tais parâmetros. Considerando a inserção da GD na barra 18, como apresenta a Figura 22, para uma falta trifásica à terra entre a subestação e a barra 18 pode-se considerar que a corrente de falta circula apenas entre o ponto da falta e o gerador adicionado. Como a impedância de todas as seções das linhas são iguais, pode-se usar a reatância por fase multiplicada pela distância da barra onde o gerador foi adicionado e onde a falta foi aplicada para obter a corrente de falta como expresso em (27).

$$I_f = \frac{V_g}{X_g + X_{fase-a} \cdot d} \quad (35)$$

Onde:

$V_g$  representa a tensão do gerador adicionado à barra 18.

$X_g$  é a reatância subtransitória do gerador.

$X_{fase-a}$  é a reatância da linha da fase a [ $\Omega/m$ ].

$d$  é a distância entre o gerador adicionado e a falta.

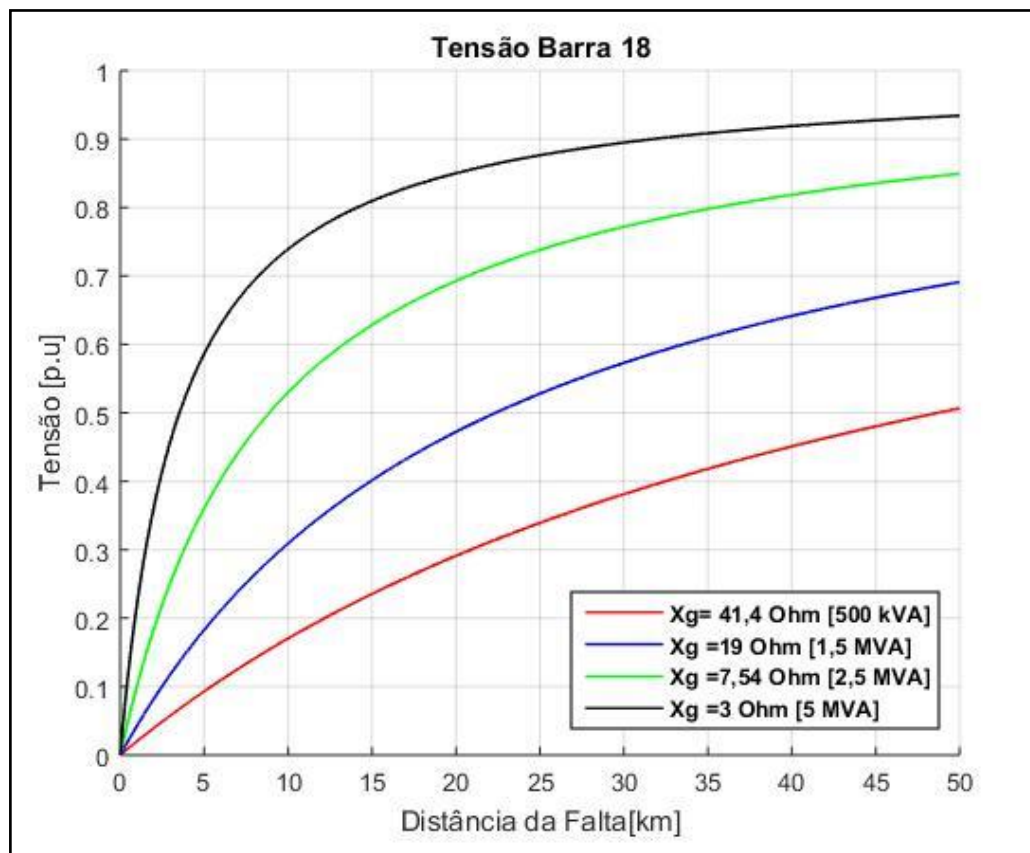
A tensão na barra 18 pode ser obtida com a Equação (36), considerando a tensão do gerador adicionado à barra 18 como 1 p.u. e substituindo a expressão para corrente de falta apresentada em (35) resulta-se na tensão da barra 18, expressa em (37) durante um afundamento causado por uma falta FFFT.

$$V_g - V_{18} = X_g \cdot I_f \quad (36)$$

$$V_{18} = 1 - \frac{X_g}{X_g + X_{fase-a} \cdot d} \quad (37)$$

A Figura 28 apresenta a tensão na barra 18, com a adição de geradores de diferentes potências. A Equação (37) foi usada para 4 reatâncias diferentes para cada gerador e a distância entre o gerador e o ponto de falta foi variado de 0 a 50 km.

Figura 28 - Falta FFFT



De acordo com a Figura 28, os geradores de 500 kVA, 1,5 MVA e 2,5 MVA não manteriam a tensão do nó onde foram adicionados em níveis maiores que 0,9 p.u. Um gerador de 5 MVA eliminaria um afundamento de tensão, desde que este seja causado por uma falta trifásica à terra distante de 35 km ou mais deste gerador. A distância entre a subestação e a barra 18 no sistema estudado é de aproximadamente 14 km, dessa forma, verifica-se que segundo a Figura 28 nenhum dos geradores adicionados elevaria a tensão para níveis maiores que 0,9 p.u.

## 6 CONCLUSÕES

Foram simulados curtos-circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos, com o objetivo de verificar o impacto da inserção da GD diante dos diferentes tipos de faltas que afetam um sistema de distribuição. Para a representação da minigeração distribuída adotou-se o modelo de máquinas síncronas, uma vez que tais máquinas são amplamente usadas, como em termelétricas e minicentrais hidrelétricas. Como o objetivo era observar o impacto que diferentes unidades com potências distintas têm sobre o nível de tensão durante o afundamento, esta representação mostrou-se satisfatória.

A modelagem do sistema de distribuição de 33 nós no software ATP<sup>®</sup> foi satisfatória para análise dos níveis de tensão durante curtos-circuitos. A possibilidade de exportar os dados para o MATLAB<sup>®</sup> e para o MICROSOFT EXCEL<sup>®</sup> é bastante conveniente para análise e processamento dos dados.

Observou-se que a inserção do gerador de 500 kVA produziu um aumento no nível de tensão médio de 5% quando inserido na barra 29 e em média de 11% quando inserido na barra 18. Tal elevação é consideravelmente baixa e resulta em uma pequena mitigação do distúrbio e em poucos afundamentos de tensão eliminados. O gerador de 2,5 MVA, quando inserido na barra 18, produziu um aumento médio de 36% da tensão durante o afundamento. Na situação de falta FFFT entre a subestação e a barra 18 percebe-se que a tensão é recuperada para 0,72 p.u. na barra da GD quando a falta está há 14 km da minigeração distribuída.

De um modo geral, percebe-se que os resultados mais expressivos ocorreram com a inserção do gerador de maior potência nominal. Comparando a potência desses geradores com a potência demandada pela carga deste sistema de distribuição, nota-se que o gerador de 2,5 MVA corresponde a cerca de 50% da demanda total do sistema, enquanto que o de 500 kVA e o de 1,5 MVA correspondem a aproximadamente 10% e 30%, respectivamente. Dessa forma, observa-se que para obter resultados significativos na mitigação e eliminação de afundamentos de tensão de uma barra do sistema, a potência da GD conectada a esta barra precisa ter valores que representam mais de 50 % da demanda total de todas as 33 barras do sistema. Contudo, deve-se salientar que tal comportamento descreve a topologia do sistema estudado. Outros sistemas, com diferentes cargas e parâmetros de linha podem acarretar em diferentes comportamentos quanto aos afundamentos de tensão.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL, PRODIST**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional, Módulo 1. Revisão 9, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL, PRODIST**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional, Módulo 8. Revisão 4, 2017.

BAGGINI, Angelo. **Handbook of Power Quality**. John Wiley & Sons, 2008.

BOLLEN, Math H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions**. IEEE PRESS SERIES ON POWER ENGINEERING, 2000.

BOLLEN, Math H. J. **Voltage Sags: Effects, Mitigation and Prediction**. Power Engineering Journal, 1996.

BOLLEN, Math H. J.; HASSAN, Fainan. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. IEEE PRESS SERIES ON POWER ENGINEERING, John Wiley & Sons, 2011.

CAMACHO, Antonio; CASTILLA, Miguel; MIRET, Jaume; VASQUEZ, Juan C.; ALARCON-GALLO, Eduardo. **Flexible Voltage Support Control for Three-Phase Distributed Generation Inverters Under Grid Fault**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; SANTOSO, Surya; BEATY, H. Wayne. **Electrical Power Systems Quality**. 2.ed. New York: The McGraw-Hill Companies, 2003.

FILHO, Joao M. C.; LEBORGNE, Roberto C; SILVEIRA, Paulo M.; BOLLEN, Math H.J. **Voltage Sags Index Calculation: Comparison between time-domain simulation and short-circuit calculation**. Elsevier, 2007.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, Charles; UMANS, Stephen D. **Electric Machinery**. 6.ed. New York: The McGraw-Hill Companies, 2008.

FONSECA, Viviane Reis C. **Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão**. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 1999.

GLOVER, Duncan J.; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J. **Power System: Analysis and Design**. 5.ed. Stamford: Cengage Learning, 2012.

GOSWAMI, A. K.; GUPTA, C. P.; SINGH, G. K. **Area of vulnerability for prediction of Voltage Sags by Analytical Method in Indian Distribution Systems**. Indian Institute of Technology, 2008.

**IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power Systems Compatibility with Electronic Process Equipment**. IEEE Std 1346, 1998.

**IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.** IEEE Std 141, 1993.

**IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.** IEEE 1159, 2009.

KEMPNER, Thais Reggina. **A Robustez de um Sistema de Distribuição e Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica Frente aos Afundamentos de Tensão.** Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, São Carlos, 2012.

LEBORGNE, Roberto C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, Itajubá, 2003.

MARTINEZ, Juan A.; MARTIN-ARNEDO, Jacinto. **Voltage Sag Analysis using an Electromagnetic Transients Program.** IEEE, 2002.

OROZCO, Andrés; Henao, Cezar A. O. **Modelagem de circuitos de distribuição e introdução ao ATPDraw.** Porto Alegre, 2015.

QUAIA, Stefano; TOSATO, Fabio. **The Voltage Sag Matrix: A Useful Tool for Power Quality Analysis.** Electrotechnical Review, 2002.

RAMOS, Alessandro C. L. **Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2009.

ROSS, Ian K. P. **Voltage Sags an explanation causes, effects and correction.** Omniverter Inc., 2006.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis.** New York: The Mcgraw-Hill Companies, 1999.

SILVA, Carlos V M. **Afundamentos de tensão na presença da geração distribuída.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2014.

SILVA, J. A. M. **Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão utilizando programas de curto-circuito e transitórios eletromagnéticos.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica – CPG-E da UNIFEI, Itajubá, 2004.

ZANETTA JR, L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência.** São Paulo: Livraria da Física, 2006.

ZULPO, Róger S. **Alocação Otimizada de Geração Distribuída em Redes de Distribuição.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2014.

## APÊNDICE A DADOS DAS FALTAS

Tabela 15 – Número de Faltas nas Linhas.

<b>Barra Inicial</b>	<b>Barra Final</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Número de Faltas nas Linhas/ano</b>
1	2	111	0,0277
2	3	302	0,12
3	4	300	0,27
4	5	300	0,15
5	6	986	0,321
6	7	601	0,441
7	8	1805	0,601
8	9	1083	0,904
9	10	1083	0,9
10	11	120	0,477
11	12	361	0,481
12	13	1565	0,571
13	14	722	0,36
14	15	711	0,404
15	16	898	0,675
16	17	1805	0,646
17	18	782	0,195
2	19	180	0,466
19	20	1685	0,556
20	21	541	0,405
21	22	1080	0,27
3	23	480	0,36
23	24	963	0,481
24	25	963	0,24
6	26	180	0,114
26	27	276	0,369
27	28	1203	0,525
28	29	902	0,36
29	30	540	0,423
30	31	1155	0,387
31	32	397	0,234
32	33	541	0,1352

**APÊNDICE B TENSÕES EM P.U. DURANTE AFUNDAMENTO COM GD NA  
BARRA 29**

Tabela 16 - Magnitude dos Afundamentos na barra 29 para falta FFFT.

<b>Barra Faltosa</b>	<b>Sem GD</b>	<b>500 kVA</b>	<b>1,5 MVA</b>	<b>2,5 MVA</b>
2	0,000	0,065	0,164	0,387
3	0,000	0,053	0,152	0,367
4	0,000	0,054	0,141	0,347
5	0,000	0,049	0,129	0,325
6	0,000	0,032	0,088	0,246
7	0,219	0,255	0,313	0,463
8	0,532	0,572	0,626	0,748
9	0,623	0,664	0,715	0,827
10	0,686	0,726	0,775	0,877
11	0,692	0,732	0,781	0,882
12	0,708	0,748	0,796	0,894
13	0,761	0,801	0,847	0,938
14	0,780	0,820	0,864	0,953
15	0,795	0,835	0,879	0,965
16	0,813	0,851	0,896	0,978
17	0,838	0,879	0,920	0,999
18	0,849	0,887	0,929	1,007
19	0,339	0,401	0,482	0,647
20	0,853	0,897	0,942	1,000
21	0,883	0,925	0,968	1,000
22	0,916	0,958	0,997	1,000
23	0,434	0,487	0,559	0,709
24	0,700	0,748	0,802	0,907
25	0,798	0,841	0,889	0,978
26	0,000	0,029	0,081	0,229
27	0,000	0,025	0,069	0,203
28	0,000	0,009	0,023	0,078
29	0,000	0,000	0,000	0,000
30	0,105	0,109	0,115	0,138
31	0,270	0,282	0,301	0,367
32	0,313	0,328	0,351	0,426
33	0,365	0,383	0,408	0,492



**APÊNDICE C TENSÕES EM P.U. DURANTE AFUNDAMENTO COM GD NA  
BARRA 18**

Tabela 17 - Magnitude dos Afundamentos na barra 18 para falta FFFT.

<b>Barra</b>	<b>Sem GD</b>	<b>500 kVA</b>	<b>1,5 MVA</b>	<b>2,5 MVA</b>
<b>Faltosa</b>				
2	0,000	0,234	0,449	0,731
3	0,000	0,230	0,442	0,725
4	0,000	0,224	0,436	0,719
5	0,000	0,219	0,428	0,713
6	0,000	0,202	0,405	0,690
7	0,000	0,192	0,390	0,675
8	0,000	0,159	0,339	0,623
9	0,000	0,139	0,306	0,585
10	0,000	0,118	0,270	0,541
11	0,000	0,115	0,266	0,535
12	0,000	0,108	0,253	0,519
13	0,000	0,077	0,193	0,434
14	0,000	0,063	0,162	0,387
15	0,000	0,050	0,133	0,335
16	0,000	0,034	0,094	0,259
17	0,000	0,007	0,020	0,070
18	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,338	0,534	0,692	0,885
20	0,852	0,971	1,045	1,07
21	0,882	0,996	1,045	1,01
22	0,915	1,023	1,088	1,03
23	0,433	0,610	0,754	0,924
24	0,700	0,839	0,939	1,039
25	0,797	0,921	1,006	1,080
26	0,077	0,272	0,465	0,731
27	0,175	0,361	0,541	0,782
28	0,439	0,599	0,738	0,912
29	0,548	0,696	0,820	0,963
30	0,595	0,738	0,855	0,985
31	0,670	0,806	0,909	1,020
32	0,690	0,823	0,923	1,029
33	0,713	0,844	0,940	1,039